



**ITS**  
Institut  
Teknologi  
Sepuluh Nopember

TUGAS AKHIR - RF141501

# INVERSI LAMBDA-MU-RHO UNTUK IDENTIFIKASI PERSEBARAN FLUIDA HIDROKARBON PADA LAPANGAN “N”

AHMAD SYAUQI  
NRP 034144000042

Dosen Pembimbing  
Anik Hilyah, S.Si., M.T.  
NIP 19790813 200812 2002  
M. Singgih Purwanto, S.Si., M.T.  
NIP 19800916 200912 1002

DEPARTEMEN TEKNIK GEOFISIKA  
Fakultas Teknik Sipil, Lingkungan, Dan Kebumihan  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2018

*(Halaman ini sengaja dikosongkan)*



**ITS**  
Institut  
Teknologi  
Sepuluh Nopember

FINAL PROJECT- RF141501

## LAMBDA-MU-RHO INVERSION FOR FLUID HYDROCARBON DISTRIBUTION AT FIELD “N”

AHMAD SYAUQI  
NRP 0341144000042

Advisor :  
Anik Hilyah, S.Si., M.T.  
NIP 19790813 200812 2002  
M. Singgih Purwanto, S.Si., M.T.  
NIP 19800916 200912 1002

GEOPHYSICAL ENGINEERING DEPARTMENT  
Faculty Of Civil, Environment And Geo Engineering  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2018

*(Halaman ini sengaja dikosongkan)*

# INVERSI LAMBDA-MU-RHO UNTUK IDENTIFIKASI PERSEBARAN FLUIDA HIDROKARBON PADA LAPANGAN "N"


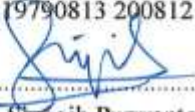


## TUGAS AKHIR

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat  
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik  
Pada

Departemen Teknik Geofisika  
Fakultas Teknik Sipil Lingkungan dan Kebumihan  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya


Surabaya, 31 Juli 2018

Menyetujui,

-   
.....  
1. Anik Hilyah, S.Si., M.T. (Pembimbing I)  
NIP: 19790813 200812 2002
-   
.....  
2. Moh. Singgih Purwanto, S.Si., M.T. (Pembimbing II)  
NIP 19800916 200912 1002
-   
.....  
3. Dr. Ir. Amien Widodo, M.Si (Penguji I)  
NIP. 19591010 198803 1001
-   
.....  
4. Mariyanto, S.Si., M.T. (Penguji II)  
NIP. 19912017 11044

Mengetahui,

Kepala Laboratorium Geofisika Eksplorasi  
Departemen Teknik Geofisika  
Fakultas Teknik Sipil Lingkungan dan Kebumihan  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya

  
.....  
Dr. Ayi Syaeful Bahri, S.Si., MT  
NIP. 19690906 199702 1 001



*(Halaman ini sengaja dikosongkan)*

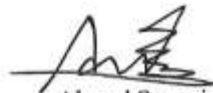
## PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan penulisan Tugas Akhir yang berjudul "Inversi Lambda-Mu-Rho untuk Identifikasi Persebaran Fluida Hidrokarbon pada Lapangan "N"" adalah benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka.

Apabila pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, 5 Juni 2018



Ahmad Syauqi

NRP. 0341144000042

*(Halaman ini sengaja dikosongkan)*



# INVERSI LAMBDA-MU-RHO UNTUK IDENTIFIKASI PERSEBARAN FLUIDA HIDROKARBON PADA LAPANGAN “N”

Nama Mahasiswa : Ahmad Syauqi  
NRP : 0341144000042  
Departemen : Teknik Geofisika  
Dosen Pembimbing : Anik Hilyah, S.Si, M.T  
Moh. Singgih Purwanto, S.Si, M.T

## ABSTRAK

Lapangan “N” merupakan lapangan yang berada dalam tahap pengembangan di Cekungan Barito. *Petroleum system* pada lapangan “N” berada pada Formasi Tanjung yang berada tepat diatas *basement*. Metode inversi seismik konvensional yakni inversi Impedansi Akustik (AI) memiliki keterbatasan, dikarenakan anomali AI rendah akibat kehadiran fluida dapat diinterpretasi sebagai AI rendah akibat litologi, karena AI hanya fungsi dari densitas dan kecepatan gelombang P ( $V_p$ ) saja. Maka digunakan parameter Lambda-Mu-Rho (LMR) dengan menggunakan inversi simultan untuk mendiferensiasi persebaran hidrokarbon. Karakterisasi reservoir dilakukan dengan penentuan parameter Lambda-Mu-Rho sebagai parameter yang sensitif dalam membedakan fluida hidrokarbon dan non hidrokarbon. Metode Inversi Simultan digunakan untuk mendapatkan atribut *P-Impedance* dan *S-Impedance* sehingga ditransformasikan menjadi parameter Lambda-Mu-Rho. Pada penelitian ini dilakukan prediksi log *shear wave* dengan menggunakan metode Greenberg-Castagna. Zona target berada pada horizon M1A -20ms hingga horizon C +50ms. Hasil analisa sensitivitas menunjukkan Parameter AI tidak sensitif terhadap fluida hidrokarbon pada lapangan “N”. Parameter sensitif yang dapat memisahkan fluida hidrokarbon adalah salah satu dari parameter lambda-mu-rho yakni parameter lambda over mu dengan nilai *cut-off* sebesar 1,5 GPA. Hasil Inversi Simultan memberikan pendekatan yang baik untuk parameter impedansi-P dan Impedansi S dengan korelasi *angle trace* hasil inversi dan korelasi log diatas 0,8. Persebaran nilai Lambda over mu menunjukkan persebaran Hidrokarbon pada lapangan “N” khususnya pada zona E. Pada zona E dapat diidentifikasi adanya beberapa area yang berpotensi menjadi akumulasi fluida hidrokarbon yang baik. Pola persebaran fluida hidrokarbon adalah *estuary bar* dengan arah pengendapan dari selatan ke utara

Kata kunci: Inversi Simultan, Impedansi Elastik, Lambda-Mu-Rho

*(Halaman ini sengaja dikosongkan)*

# LAMBDA-MU-RHO INVERSION FOR FLUID HYDROCARBON DISTRIBUTION AT FIELD "N"

Author : Ahmad Syauqi  
ID Number : 0341144000042  
Department : Teknik Geofisika  
Advisor Lecturer : Anik Hilyah, S.Si, M.T  
Moh. Singgih Purwanto, S.Si, M.T

## ABSTRACT

The "N" field is a field that is under development in the Barito Basin. Petroleum system on field "N" is in Tanjung Formation which is right above the basement. Conventional seismic inversion method such as the Acoustic Impedance Inversion (AI) have limitations, due to the low AI anomalies due to the presence of fluid can be interpreted as low AI due to lithology, because AI is only a function of density and P wave ( $V_p$ ) only. Then we use the Lambda-Mu-Rho (LMR) parameter using a simultaneous inversion to differentiate the hydrocarbon distribution. The reservoir characterization was done by determining the Lambda-Mu-Rho parameters as a sensitif parameter in distinguishing the hydrocarbon and non hydrocarbon fluids. The Simultaneous Inversion Method was used to obtain P-Impedance and S-Impedance attributes so that they were transformed into Lambda-Mu-Rho parameters. In this research, Vs log prediction is done by using Greenberg-Castagna method. The target zone is on the M1A -20ms horizon up to the C + 50ms horizon. Sensitivity analysis results show that AI Parameter is not sensitif to hydrocarbon fluid in field "N". Sensitif parameters that can separate hydrocarbon fluids are one of the lambda-mu-rho parameters which is lambda over mu parameters with a cut-off value of 1.5 GPA. Simultaneous Inversion Results provides a good approximation for P-impedance and Impedance S parameters with correlation angle trace of inversion and log correlation above 0.8. The spread of Lambda over mu values indicates the spread of Hydrocarbons in the "N" field especially in zone E. In zone E can be identified some areas that have the potential to be a good hydrocarbon fluid accumulation. The distribution pattern of hydrocarbon fluid is estuary bar with deposition direction from south to north

Keywords: Simultaneous Inversion, Elastic Impedance, Lambda-Mu-Rho

*(Halaman ini sengaja dikosongkan)*

## KATA PENGANTAR

Puji syukur kepada Allah SWT karena dengan rahmat dan ridho-Nya laporan tugas akhir dengan judul “Inversi Lambda-Mu-Rho untuk Identifikasi Persebaran Fluida Hidrokarbon pada Lapangan “N”” dapat terselesaikan.

Penyelesaian ini tentunya juga melibatkan berbagai pihak selain penulis. Dalam penulisan maupun proses pelaksanaan tidak terlepas dari bimbingan, saran dan bantuan dari berbagai pihak. Pada kesempatan ini penulis mengucapkan terimakasih pada :

- 1 Orang tua penulis yang senantiasa memberikan dukungan material maupun moril pada pengerjaan tugas akhir ini.
- 2 Dr. Widya Utama, DEA selaku kepala Departemen Teknik Geofisika ITS.
- 3 Anik Hilyah S.Si, M.T., selaku dosen pembimbing 1 yang senantiasa memberikan saran dan bimbingan dari sebelum hingga terselesaikannya laporan tugas akhir ini.
- 4 M. Singgih Purwanto S.Si, M.T., selaku dosen pembimbing 2 yang senantiasa mengingatkan dan membimbing dalam proses pengerjaan tugas akhir ini.
- 5 Benny Nugroho Adriansyah, dan Muhammad Rizky Harun selaku pembimbing tugas akhir di Pertamina EP Asset 5.
- 6 Dimas Kusuma Andanu, Aya Tiara, dan Yossi Ardianto yang senantiasa berbagi ilmu dan waktu pada saat penelitian di perusahaan.
- 7 Teman-teman Departemen Teknik Geofisika ITS yang senantiasa memberikan semangat dan dukungan pada pengerjaan tugas akhir ini.
- 8 Seluruh pihak yang senantiasa membantu saya baik secara moril maupun materil yang tidak dapat dituliskan satu persatu.

Penulis menyadari bahwa pengembangan keilmuan tidak berhenti pada suatu hasil. Kritik, saran maupun diskusi diperlukan agar kebermanfaatan laporan tugas akhir ini semakin dirasakan pembaca maupun pribadi penulis.

Surabaya, 5 Juni 2018

Ahmad Syauqi  
NRP. 0341144000042

*(Halaman ini sengaja dikosongkan)*

# DAFTAR ISI

<b>PERNYATAAN KEASLIAN</b> .....	vii
<b>ABSTRAK</b> .....	ix
<b>ABSTRACT</b> .....	xi
<b>KATA PENGANTAR</b> .....	xiii
<b>DAFTAR ISI</b> .....	xv
<b>DAFTAR GAMBAR</b> .....	xvi
<b>DAFTAR TABEL</b> .....	xviii
<b>BAB I</b> .....	<b>1</b>
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Rumusan Masalah.....	2
1.3 Batasan Masalah.....	2
1.4 Tujuan Penelitian .....	3
1.5 Manfaat Penelitian .....	3
<b>BAB II</b> .....	<b>5</b>
2.1 Geologi Regional Cekungan Barito.....	5
2.2 Kerangka Tektonik .....	6
2.3 Stratigrafi Regional.....	10
2.4 <i>Petroleum System</i> .....	11
2.4.1 Batuan Induk .....	12
2.4.2 Reservoir.....	13
2.4.3 Batuan Penutup.....	13
2.4.4 Migrasi dan Mekanisme Pemerangkapan .....	13
2.5 Sikuenstratigrafi Lapangan “N” .....	14
2.6 Lingkungan Pengendapan .....	16
2.6.1 Lingkungan Pengendapan Estuari .....	16
2.7 Teori Fisika Batuan ( <i>Rock Physics</i> ).....	18
2.7.1 Teori Elastisitas .....	18
2.7.2 Kecepatan dan Impedansi Gelombang.....	20
2.8 Parameter Lambda-Mu-Rho.....	21
2.8.1 Rigiditas dan Inkompresibilitas .....	21
2.9 Permodelan Kecepatan Gelombang S.....	23
2.9.1 Metode Greenberg-Castagna.....	23
2.9.2 Permodelan Xu-White.....	23
2.9.3 Permodelan Subtitusi Fluida ( <i>Fluid Replacement Modeling</i> ).....	27
2.10 Inversi Seismik .....	28
2.10.1 Inversi Seismik Simultan .....	28
<b>BAB III</b> .....	<b>33</b>
3.1 Lokasi dan Waktu Penelitian.....	33
3.2 Diagram Alur Penelitian .....	34
3.3 Perangkat.....	35
3.4 Data Penelitian.....	35

3.4.1	Data Seismik 3D.....	35
3.4.2	Data Sumur .....	40
3.4.3	Data <i>Checkshot</i> .....	42
3.4.4	Data Marker dan Data Horizon .....	42
3.5	Pengolahan Data.....	44
3.5.1	Pembuatan <i>Angle Gather</i> .....	44
3.5.2	Estimasi <i>Wavelet</i> dan <i>Well Seismic Tie</i> .....	44
3.5.3	Prediksi Log Gelombang S .....	47
3.5.4	Analisa Sensitivitas .....	52
3.5.5	Pemetaan Struktur Domain Waktu.....	53
3.5.6	Model Inisial .....	57
3.5.7	Analisa Pre-Inversi .....	61
3.5.8	Inversi Simultan .....	63
3.5.9	Transformasi LMR .....	66
<b>BAB IV</b>	.....	<b>71</b>
4.1	Hasil Analisa Sensitivitas .....	71
4.2	Hasil Analisa Pre-Inversi .....	76
4.3	Analisa Hasil Inversi Simultan.....	82
4.4	<i>Blind Test</i> .....	89
4.5	Peta Persebaran Hidrokarbon .....	90
<b>BAB V</b>	.....	<b>97</b>
5.1	Kesimpulan .....	97
5.2	Saran .....	97
<b>DAFTAR PUSTAKA</b>	.....	<b>99</b>
<b>PROFIL PENULIS</b>	.....	<b>101</b>

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1	Letak Cekungan Barito (Witts, et al., 2011) .....	5
Gambar 2. 2	Penampang struktur dari Cekungan Kalimantan .....	7
Gambar 2. 3	Perkembangan tektonik rangkaian Meratus (Satyana & Silitonga, 1994).....	9
Gambar 2. 4	Tektonostratigrafi regional cekungan Barito (kompilasi dari Kusuma & Darin, 1989; dan Satyana & Silitonga, 1994). .....	11
Gambar 2. 5	Peta tingkat kematangan batuan induk formasi Upper Tanjung, Cekungan Barito (Rotinsulu, 1993).....	12
Gambar 2. 6	Migrasi dan mekanisme pemerangkapan hidrokarbon di Cekungan Barito, (Rotinsulu, 1993) .....	14
Gambar 2. 7	Kerangka Sikuenstratigrafi di Lapangan “N” (Job-Pertamina, 2000).....	16



Gambar 2. 8 Morfologi wave dominated estuarine (A-A') tipe energi, (B-B') komponen morfologi, (C-C') Tipe fasies sedimen. (Boggs, 2006).....	17
Gambar 2. 9 Morfologi tide dominated estuarine (A-A') tipe energi, (B-B') komponen morfologi, (C-C') Tipe fasies sedimen. (Boggs, 2006).....	17
Gambar 2. 10 Modulus Geser (Canning, 2000) .....	18
Gambar 2. 11 Modulus Bulk (Canning, 2000).....	19
Gambar 2. 12 Diagram Alir Permodelan Xu-White (Valentina, 2010).....	24
Gambar 2. 13 Crossplot dari $\ln Z_p$ vs $\ln Z_s$ dan $\ln Z_p$ vs $\ln \rho$ yang menunjukkan hubungan logaritma impedansi P, impedansi S, dan densitas serta menunjukkan tren regresi non hidrokarbon beserta penyimpangannya (anomali hidrokarbon) (Russel, 2007).....	31

## DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1 Analisis <i>petrofisika Lamé Parameter</i> (Goodway , et al., 1997).....	22
Tabel 2. 2 Parameter koefisien regresi litologi pada hubungan empiris Greenberg-Castagna .....	23
Tabel 3. 1 Timeline Pengerjaan Penelitian .....	33
Tabel 3. 2 Detail data seismik lokasi penelitian.....	40
Tabel 3. 3 Sumur Penelitian Lapangan “N” .....	41
Tabel 3. 4 Letak Kedalaman Data Marker tiap sumur yang dimulai dari <i>Kelly Bushing</i> .....	42
Tabel 3. 5 Spesifikasi <i>wavelet</i> .....	45
Tabel 3. 6 Korelasi <i>Well Seismic Tie</i> setiap sumur .....	47

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Hidrokarbon yang terdapat pada reservoir terdiri dari fasa cair maupun fasa gas, yang tergantung pada kondisi (tekanan dan temperatur) reservoir yang ditempati. Fluida hidrokarbon adalah hidrokarbon dalam bentuk cair, sehingga sesuai dengan sifat cairan pada umumnya, pada fasa cair jarak antara molekul-molekulnya relatif lebih kecil daripada gas. Fluida hidrokarbon memiliki karakter ciri fisik tersendiri pada sifat densitas, dan kompresibilitasnya (McCain, 1990)

Pada tahun 1976, dikenalkan gejala *bright spot* yakni kenaikan porositas secara lokal menyebabkan pantulan yang kuat terhadap gelombang seismik, yang dindikasikan sebagai adanya akumulasi gas dibawah permukaan yang terlihat oleh data seismik. Namun demikian, dalam kenyataannya tidak semua *bright spot* mengandung gas, banyak kondisi-kondisi bawah permukaan yang lain dapat memberikan efek *bright spot*, misal sisipan tipis batubara, batuan berpori atau rekah-rekah, lapisan garam, konglomerat, turbidit, ataupun efek tuning dari lapisan tipis. Ini berarti bahwa konsep *bright spot* bukanlah merupakan indikator langsung hidrokarbon yang dapat dijadikan jaminan. (Munadi, 2000)

Disisi lain, Penentuan karakter dan persebaran fluida dengan interpretasi Impedansi Akustik (AI) mempunyai keterbatasan. Anomali AI rendah akibat kehadiran fluida dapat diinterpretasi sebagai AI rendah akibat litologi, karena AI hanya fungsi dari densitas dan kecepatan gelombang P ( $V_p$ ) saja.

Ostrander (Ostrander, 1984) memunculkan konsep baru yang dianggap lebih manjur daripada *bright spot* dalam mengidentifikasi akumulasi hidrokarbon (gas) dibawah permukaan tanah. Konsep seismik eksplorasi ini disebut AVO (*Amplitude Variation with Offset*).

Selain analisis AVO, metode pengolahan data yang gencar digunakan adalah teknik inversi, yaitu teknik pembuatan simulasi model bumi dari respon bumi yang terekam oleh alat. Melalui model ini diharapkan reservoir dapat dikarakterisasi dengan lebih baik. Goodway (Goodway dkk., 1997) memperkenalkan teknik inversi baru menggunakan parameter  $\lambda$ ,  $\mu$  dan  $\rho$ . Dengan adanya pengukuran kecepatan gelombang S ( $V_s$ ), teknik inversi dapat dikembangkan untuk mendapatkan parameter impedansi elastik seperti inkompresibilitas dan rigiditas Dua parameter yaitu inkompresibilitas ( $\lambda\rho$ ) dan rigiditas ( $\mu\rho$ ) memiliki sensitivitas yang lebih tinggi dibandingkan dengan akustik impedansi ( $I_p$ ) untuk mendeskripsikan karakter dari reservoir. Inkompresibilitas ( $\lambda\rho$ ) digunakan sebagai indikator *fluid content* pada

pori, dalam hal ini yaitu potensi hidrokarbon (HC). Sedangkan rigiditas ( $\mu$ Rho) digunakan untuk menentukan jenis litologi karena parameter ini sensitif terhadap karakter matriks batuan. Hal ini dibuktikan oleh Maulana (Maulana, 2016) dengan membandingkan hasil inversi Akustik Impedansi dengan Elastik Impedansi. Pada hasil akhir persebaran hidrokarbon, hasil inversi impedansi elastik lebih bisa mendelineasi persebaran litologi reservoir dan hidrokarbon secara jelas dan akurat, dengan menginterpretasi fasies-fasies pada zona interest berdasarkan parameter elastik, dan anomali indikasi hidrokarbon diperlihatkan lebih jelas oleh parameter elastic daripada parameter impedansi akustik.

Metode inversi yang digunakan pada penelitian ini adalah inversi simultan. Metode inversi simultan dikembangkan oleh Pendrel dimana data seismic yang digunakan dalam metode ini adalah data seismic *pre stack* berupa *partial stack* yang kemudian diinversikan secara bersama (simultan) dengan wavelet hasil estimasi dari masing-masing *partial stack* untuk menghasilkan informasi impedansi P, impedansi S, dan densitas. (Kazainullah, 2007)

Yoong (Yoong A dkk., 2007) melakukan penelitian dengan metode inversi simultan dan parameter  $\lambda$ - $\mu$ -rho untuk identifikasi persebaran litologi dan persebaran hidrokarbon di *Malay Basin*, Lapangan "X". Hasil penelitian menunjukkan metode inversi simultan merupakan metode yang sangat baik digunakan untuk prediksi litologi reservoir dan hidrokarbon, dengan parameter  $\lambda$ - $\mu$ -rho sensitif terhadap litologi batu pasir dan hidrokarbon.

## 1.2 Rumusan Masalah

1. Bagaimana analisis sensitivitas sumuran fluida hidrokarbon dengan analisa crossplot parameter  $\lambda$  Mu Rho (LMR) vs Impedansi Akustik?
2. Bagaimana Inversi Simultan untuk mendapatkan attribut LMR?
3. Bagaimana pemetaan fluida hidrokarbon menggunakan attribut  $\lambda$ -Mu-Rho (LMR) pada lapangan "N"?

## 1.3 Batasan Masalah

1. Data yang digunakan adalah data seismic *pre-stack time migration NMO Corrected*, Batas Interpretasi Horizon Seismik dan data log yang diberikan pihak perusahaan.
2. Metode *Fluid Replacement Modeling* untuk prediksi log *shear wave*
3. Digunakan Inversi Simultan untuk mendapatkan attribut  $\lambda$  Mu Rho (LMR)
4. Attribut  $\lambda$ -Mu-Rho untuk pemetaan persebaran fluida hidrokarbon

#### **1.4 Tujuan Penelitian**

Penelitian ini bertujuan untuk:

1. Menganalisa sensitivitas sumuran fluida hidrokarbon dengan metode *crossplot* LMR vs Impedansi Akustik
2. Inversi simultan untuk mendapatkan atribut LMR
3. Pemetaan persebaran fluida hidrokarbon menggunakan atribut LMR pada lapangan “N”

#### **1.5 Manfaat Penelitian**

Penelitian ini bermanfaat untuk:

1. Karakterisasi reservoir pada lapangan “N”.
2. Dasar penempatan sumur bor pengembangan.
3. Identifikasi area *step out*.

*(Halaman ini sengaja dikosongkan)*

## BAB II TINJAUAN PUSTAKA

### 2.1 Geologi Regional Cekungan Barito

Lapangan “N” terletak di Cekungan Barito Kalimantan Selatan (Gambar 2.1) yang dikenal sebagai cekungan terbesar di Selatan Kalimantan Timur. Wilayah cekungan ini memiliki luas 40.660 km<sup>2</sup> yang mencakup daratan seluas 35.728 km<sup>2</sup> dan lautan seluas 4.932 km<sup>2</sup>, Penyebarannya memanjang dari Kalimantan Timur hingga ke Kalimantan Selatan di sekitar wilayah Sungai Barito.

Pengambilan batas cekungan berdasarkan singkapan batuan di sebelah timur yaitu berupa tinggian Meratus. Cekungan Barito berada diantara Paparan Sunda dan Pegunungan Meratus di bagian barat serta sabuk *melange* dan ofiolit pada bagian timur. Sedimentasi cekungan berlangsung seiring terjadinya siklus transgresi-regresi dan peristiwa geologi lainnya yang bersifat lokal.

Reservoir utama di Lapangan “N” adalah Formasi Tanjung yang berumur Eosen yang diendapkan pada tahap rifting cekungan yang membentuk struktur *horst graben* berarah NW-SE, sebagai susunan transgresif dari endapan aluvial di bagian bawah menuju endapan laut dangkal di bagian atas. (Witts dkk., 2011)



Gambar 2. 1 Letak Cekungan Barito (Witts, Hall, Nichols, & Morley, 2011)

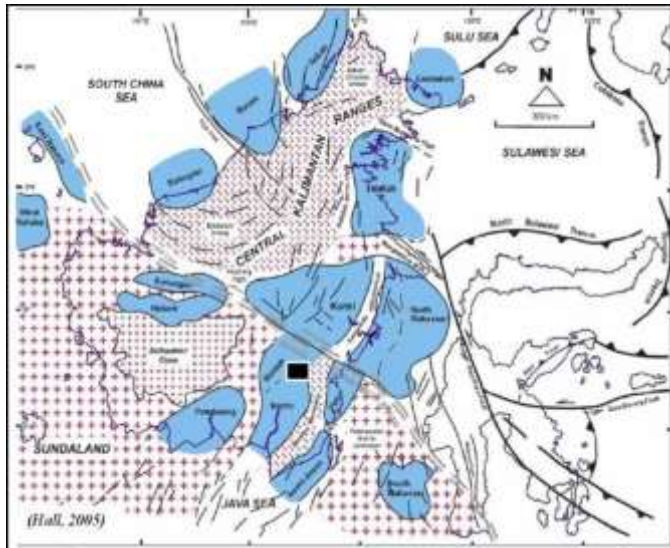
## 2.2 Kerangka Tektonik

Konfigurasi cekungan yang terbentuk sekarang ini merupakan cekungan asimetris, batuan dasar semakin dalam dari barat ke timur, semakin curam mendekati Pegunungan Meratus, terpisah dengan sesar anjak utama, memperlihatkan ciri-ciri sebagai *inland basin*, dengan bagian barat yang lebih besar dinamakan Paparan Barito, dan bagian yang lebih dalam di sebelah Timur dinamakan Barito *Deep*, juga dikenal sebagai Barito *Foredeep* (Kusuma dan Darin, 1989; Satyana dan Silitonga, 1994). Dari selatan ke utara Barito *Deep* terdapat bagian yang semakin mendalam yang dinamakan Tanjung *Line* terdiri dari lapisan batuan Tersier yang terlipat dan tersesarkan berarah barat - timur, dengan batuan dasar Pra-Tersier muncul di bagian utara sebagai punggungungan yang memisahkan Cekungan Barito dari Cekungan Kutai. Nama - nama punggungungan ini dari timur ke barat antara lain Punggungan Halat, Misi, Kanaan, dan Kasale, cenderung berarah NNE - SSW, dan Punggungan Ayuh yang cenderung berarah N - S. Cekungan Barito bukan merupakan cekungan yang sederhana menurut kejadian tektoniknya, tetapi dapat diklasifikasikan sebagai *poli-basin*, yaitu berbagai tipe cekungan yang saling bertumpangtindih.

(Bon dkk., 1996) membagi Cekungan Barito menjadi Barito bagian utara dan Barito bagian selatan, dipisahkan dengan gejala struktur Tanjung *Line*. Bagian utara Tanjung *Line* terdeformasi secara intensif yang didominasi oleh antiklin yang tersesarkan oleh sesar anjakan, sedangkan bagian selatan merupakan *undisturbed* sedimen, dengan *dip* ke arah sumbu cekungan asimetris.

(Satyana dan Silitonga, 1994) menyamakan intensitas struktur antara Barito *Foredeep* di timur dan Barito *Platform* di barat. Struktur *foredeep* merupakan tektonik yang melibatkan batuan dasar dengan *fault thrust belt*. Lipatan dibatasi oleh sesar naik dengan sudut tinggi. Struktur anjakan makin meningkat menuju Pegunungan Meratus. Dibalik *foredeep* yang mendekati Daratan Sunda, batuan dasar tidak terpengaruh oleh tektonik (*thin-skinned*) yang diindikasikan oleh bidang-bidang diskontinuitas, *ramps*, dan *fault propagation folds*.





Gambar 2. 2 Penampang struktur dari Cekungan Kalimantan

#### 1. Pra-Tersier

Banyak peneliti memasukkan Zona Meratus sebagai sutura hasil tumbukan antara mikro-kontinen Paternoster di bagian timur, dan sub-kontinen Sunda di bagian barat (Gambar 2.3). Kehadiran ofiolit yang berumur Jura dan intrusi gabro pada Rangkaian Meratus, mengindikasikan bahwa bagian timur sub-kontinen Sunda mengalami *rifting* dan membuka ke utara.

Pegunungan Meratus terdiri dari ofiolit dan semakin menghilang ke arah selatan. Mikro-kontinen Paternoster masih bersatu dengan sub-kontinen Sunda. Ketika Lempeng Australia bergerak ke utara, terjadi subduksi yang kemudian membentuk Meratus oseanik pada waktu Kapur, ketika Lempeng Mikro Paternoster terdorong ke belakang menuju ke barat. Vulkanisme busur kepulauan dan sedimentasi, menghasilkan Formasi Manunggul. Pada awal Kapur Akhir, lempeng mikro-kontinen Paternoster berkonvergen dengan lempeng kontinen Sunda, Cekungan oseanik Meratus mendekat, dan mikro-kontinen bergerak ke arah tumbukan kontinen, dengan penempatan ofiolit dan lipatan-anjakan sedimen berumur Kapur, yang menghasilkan rangkaian Pegunungan Meratus. Sesar Adang yang merupakan sesar *transform* pada waktu itu, dengan pergerakan mendatar mengiri menyebabkan meningkatnya kompleksitas Pegunungan Meratus ke arah utara. Pada Kapur Akhir dan Paleosen, Pegunungan Meratus mulai tererosi dan terdenudasi.

2. Cekungan Lembah Patahan

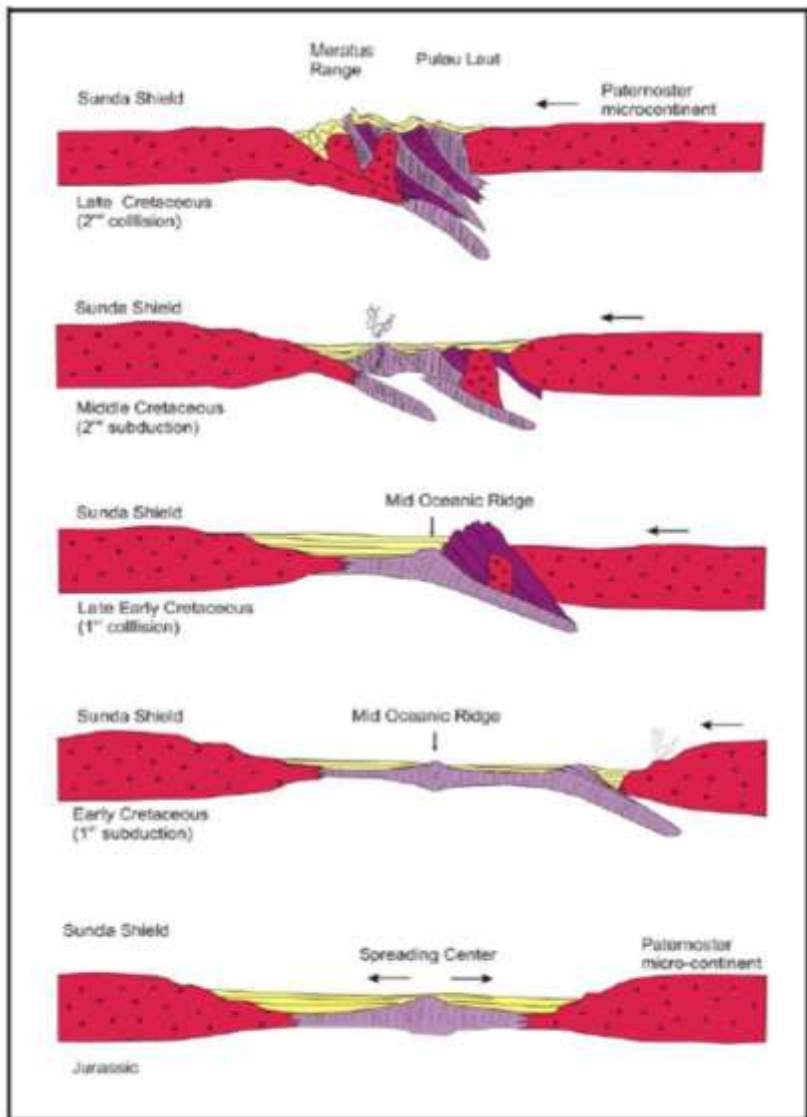
Cekungan lembah patahan ditunjukkan dengan kehadiran struktur *graben* berarah WNW -ESE pada Tersier (Kusuma dan Darin, 1989) dari data foto geologi, gambaran radar, data lapangan, data sumur, *gravity*, dan seismik. Data pemetaan lapangan detil menunjukkan ketebalan dan fasies yang hampir sama dengan korelasi data sumur. Data seismik juga menunjukkan blok sesar pada batuan dasar. Pengendapan *syn-rift* terjadi pada saat Eosen Tengah - Eosen Awal.(Bon dkk., 1996)

3. *Post-Rift Shelf*

Dicirikan dengan endapan *post-rift* akibat transgresi muka air laut pada Formasi Tanjung Atas yang berasosiasi dengan *graben*. Diikuti dengan tingkat sedimentasi yang semakin rendah di *graben* pada Eosen Akhir Miosen Tengah, tetapi meningkat secara signifikan pada Miosen Tengah Miosen Akhir, yang dicirikan dengan pembentukan Delta Warukin.

4. Cekungan Muka Daratan / *Syn-orogenic*

Dimulai pada Miosen Tengah - Miosen Akhir, meluas sampai sekarang dan mempengaruhi Kalimantan bagian selatan - timur. Skala regional pergerakan ini dapat dijelaskan secara umum berarah utara - selatan dari konvergen lateral mengiri Zona Sutura Meratus.



Gambar 2. 3 Perkembangan tektonik rangkaian Meratus (Satyana dan Silitonga, 1994)

## 2.3 Stratigrafi Regional

Suksesi stratigrafi regional Cekungan Barito berdasarkan kerangka tektoniknya dapat dibedakan menjadi 4 (empat) megasikuen, yaitu sikuen *pre-rift*, *syn-rift*, *post-rift*, dan *syn-inversion*. Penjelasan masing-masing sikuen dan hubungannya dengan evolusi cekungan Barito pada lapangan “N” diuraikan di bawah ini dan ditunjukkan pada Gambar 2.4.

### 1. Sikuen *Pre-rift*

Sikuen *pre-rift* di bagian timur Cekungan Barito ditunjukkan dengan keberadaan kompleks batuan dasar yang mengalasi cekungan sedimen. Posisi cekungan yang terletak pada tepi kontinen *Sundaland*, mengindikasikan komposisi batuandasar tersusun oleh tipe batuan dasar kontinen (*acidiccrystalline*) dan zona akresi Mesozoik di bagian barat dan batuan Paleogen Awal di bagian tim(Satyana dan Silitonga, 1994). Pemboran eksplorasi pada Struktur Kambitin belum ada yang mencapai kompleks batuan dasar.

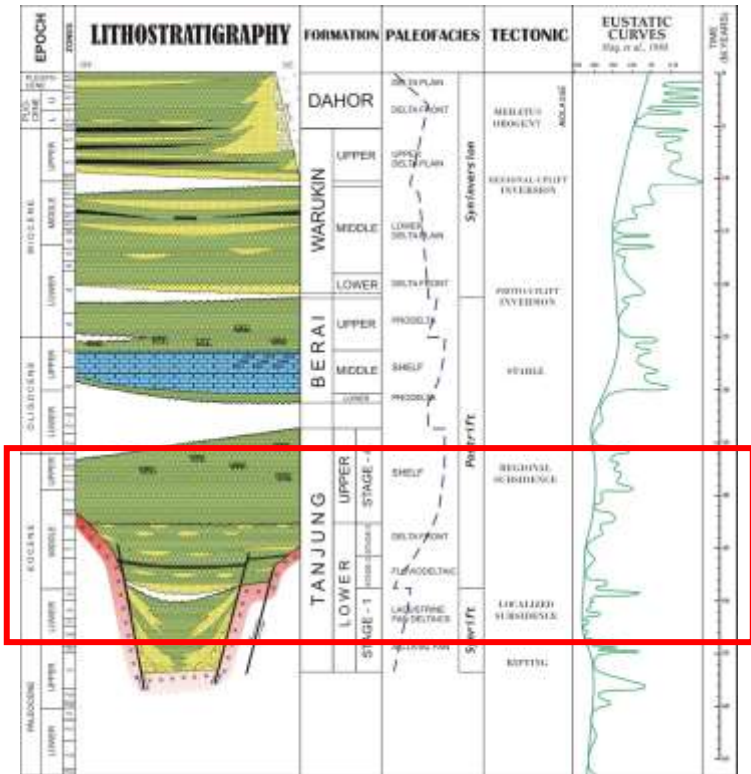
### 2. Sikuen *Syn-rift*

Aktivitas tumbukan antara kontinen India, tepi Eurasia dengan bagian barat Samudera Pasifik pada awal Eosen Tengah (50 Jtl) menghasilkan pembentukan Cekungan Barito sebagai cekungan regangan berupa *convergent wrenching* atau *back-arc extension*. Sikuen *syn-rift* tersusun oleh pengendapan sedimen Formasi Lower Tanjung berumur Paleosen – Eosen Tengah dengan litologi penyusun berupa batupasir, batulanau, serpih, konglomerat, dan lapisan tipis batubara. Penyebaran fasies *syn-rift* terbatas mengisi paleo-terban (Gambar 2.4). Bagian bawah sikuen tersusun oleh fasies *piedmont fan* berupa konglomerat *red beds*, yang ke atas berkembang menjadi fasies *alluvial – lacustrine* (Satyana dan Silitonga, 1994). Suksesi stratigrafi penyusun sikuen *syn-rift* ini dikelompokkan dalam stage deposition 1.

### 3. Sikuen *Post-rift*

Penurunan dasar cekungan yang berlangsung dari Eosen Tengah – pertengahan Miosen Awal menghasilkan pengendapan sedimen bagian atas Formasi Lower Tanjung dan Formasi Berai. Suksesi stratigrafi sikuen *post-rift* diawali oleh pengendapan sedimen Formasi Lower Tanjung (bagian atas) berumur Eosen Tengah – Oligosen Awal, dengan litologi penyusun batupasir deltaik, batulanau, batubara, dan serpih neritic (Satyana dan Silitonga, 1994). Pengisian cekungan pada tahap ini dikelompokkan sebagai *stage deposition 2* hingga 4. Bagian atas sikuen *post-rift* tersusun oleh sedimen kalkareous Formasi Berai berumur Oligosen Awal – pertengahan Miosen Awal. Pengendapan Formasi Berai diawali dengan perselingan tipis serpih dan napal (fasies paralik - neritik tepi) yang ke atas berkembang menjadi

batugamping masif Oligosen Akhir, dan diakhiri dengan pengendapan sedimen Miosen Awal serpih, napal, dan lapisan tipis batugamping.



Gambar 2. 4 Tektonostratigrafi regional cekungan Barito (kompilasi dari Kusuma dan Darin, 1989; dan Satyana dan Silitonga, 1994).

## 2.4 Petroleum System

Suksesi stratigrafi Formasi Tanjung yang mengisi Cekungan Barito telah terbukti menghasilkan akumulasi hidrokarbon. Sistem hidrokarbon di Cekungan Barito terbentuk oleh integrasi elemen – elemen pendukungnya, seperti kematangan batuan induk, kualitas batuan reservoir, keefektifan batuan penutup, mekanisme pemerangkapan, dan migrasi. Penelitian elemen – elemen sistem hidrokarbon di Cekungan Barito telah dipublikasikan oleh (Kusuma dan Darin, 1989)(Kusuma dan Darin, 1989)(Rotinsulu, 1993)

### 2.4.1 Batuan Induk

Batuan induk Formasi Tanjung dihasilkan dari pengendapan batuan serpih kaya organik, batulempung, dan batubara pada kondisi lingkungan shallow *lacustrine*. Publikasi (Rotinsulu, 1993) mengindikasikan kandungan TOC (Total Organic Carbon) 0.6 – 5.4 wt% (weight persen), dengan batuan pada tipe litologi serpih kaya organik dan batulempung, serta nilai TOC 43.6 – 65.9 wt% batuan pada litologi batubara. Batuan induk Formasi Tanjung berpotensi menghasilkan tipe hidrokarbon minyak dan gas. Tingkat kematangan batuan induk Formasi Tanjung berdasarkan data *vitrinite reflectance* ( $R_o$ ), *Thermal Alteration Index* (TAI), *maximum temperature* ( $T_{max}$ ), *Time Temperature Index* (TTI) menunjukkan bahwa Formasi Upper Tanjung ke arah utara-baratlaut mencapai tingkat matang awal (*early mature*) dengan  $R_o$  0.45 – 0.6%, ke arah selatan batuan induk telah matang (*mature*), sedangkan pada bagian tengah cekungan bagian atas Formasi *Lower* Tanjung diinterpretasikan telah mencapai tingkat lewat matang (*over mature*). Gambaran tingkat kematangan batuan induk Formasi Tanjung di Cekungan Barito dapat dilihat pada Gambar 2.5.



Gambar 2. 5 Peta tingkat kematangan batuan induk formasi *Upper* Tanjung, Cekungan Barito (Rotinsulu, 1993).

### 2.4.2 Reservoir

Suksesi pengisian sedimen pada Cekungan Barito menghasilkan pengendapan batupasir Formasi Tanjung yang berpotensi sebagai batuan reservoir. Pengendapan fasies batupasir pada fase *syn-rift* umumnya terbatas mengisi terban dan dikenal dengan tahap pengendapan 1, sedangkan tahap pengendapan 2 – 4 berlangsung selama fase *post-rift* dengan penyebaran relatif melampar luas.

### 2.4.3 Batuan Penutup

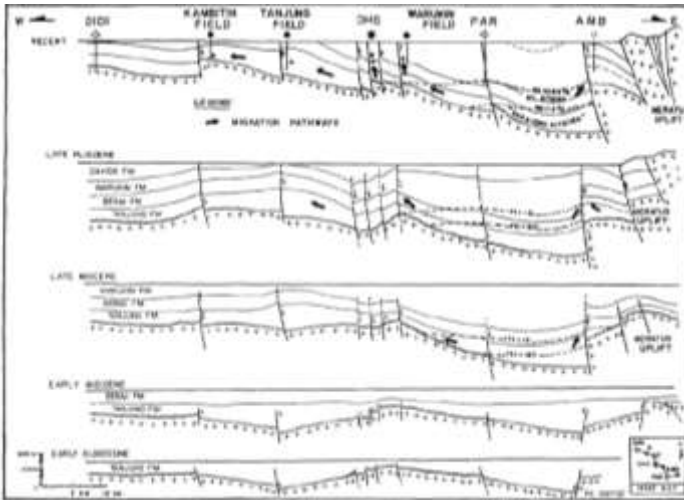
Fase *post-rift* selama transgresi regional / penurunan cekungan setelah pengendapan sedimen *sag-fill* menghasilkan pengendapan sedimen *shallow marine mudstone* di Cekungan Barito. Pelamparan litologi *shallow marine mudstone* yang sangat luas dengan ketebalan mencapai 800 m dan permeabilitas yang sangat ketat akan membentuk tipe batuan penutup yang efektif menutupi reservoir – reservoir dibawahnya.

### 2.4.4 Migrasi dan Mekanisme Pemerangkapan

Pembalikan struktur menghasilkan bentuk asimetris pada Cekungan Barito. Kemiringan cekungan relatif landai ke arah barat laut menuju Paparan Barito dan mempunyai kemiringan curam ke arah tenggara menuju pengangkatan Meratus (Gambar 2.3). Oleh karena itu, bagian tengah cekungan mengalami penurunan lebih cepat. Kondisi ini menyebabkan batuan induk *Lower* Tanjung yang terendapkan di bagian tengah mencapai kedalaman ideal untuk menggenerasi hidrokarbon.

Pengangkatan Meratus berlangsung menerus dari Miosen Akhir hingga Pliosen dan mencapai puncaknya pada Plio-Plistosen. Perangkap struktur yang telah terbentuk pada Miosen Awal kemudian mengalami *inversi* kembali yang menghasilkan zona tinggian. Pengisian hidrokarbon pada suatu perangkap berlangsung melalui patahan dan sepanjang batupasir *permeable* (Gambar 2.6).

Tektonik Plio-Plistosen menyebabkan seluruh Cekungan Barito mengalami pembalikan struktur yang kuat. Aktivitas tektonik tersebut dapat menghasilkan perangkap *inversi* yang baru, akan tetapi juga dapat merusak perangkap yang terbentuk sebelumnya. Hidrokarbon yang telah terjebak mungkin termigrasi ulang menuju perangkap struktur baru melalui kemiringan perangkap tua atau rusak akibat *inversi* Plio-Plistosen.



Gambar 2. 6 Migrasi dan mekanisme pemerangkapan hidrokarbon di Cekungan Barito, (Rotinsulu, 1993)

## 2.5 Sikuenstratigrafi Lapangan “N”

Interval Formasi Tanjung di lapangan “N” secara sikuenstratigrafi dapat dibagi ke dalam beberapa sikuen pengendapan yang merupakan susunan siklus transgresi-regresi orde 3 dan 4. Batas dari masing-masing sikuen merupakan bidang kontak ketidakselarasan antar siklus pengendapan. Pembagian interval ini diperlukan sebagai dasar bagi pengelompokkan lapisan-lapisan batuan sedimen yang dapat bertindak sebagai batuan reservoir di Lapangan “N” dapat disusun, diurut, dan dikorelasikan dengan jelas, sehingga distribusinya dapat diketahui dengan baik.

Dari pembagian secara sikuenstratigrafi dapat diketahui ada 3 sikuen pengendapan utama atau orde 3 pada interval Formasi Tanjung di Lapangan “N”. Penamaan unit sikuen pengendapan tersebut apabila dikorelasikan secara regional maka secara berurutan dinamai masing-masing sebagai Sikuen 4, Sikuen 5, dan sikuen 6 (Gambar 2.7). Sikuen 5 selanjutnya dapat dibagi lagi menjadi 3 hingga 4 sikuen pengendapan orde 4. Di bawah ini adalah pembahasan singkat dari unit-unit sikuen tersebut mulai dari bawah ke arah.



### **1. Sikuen 4**

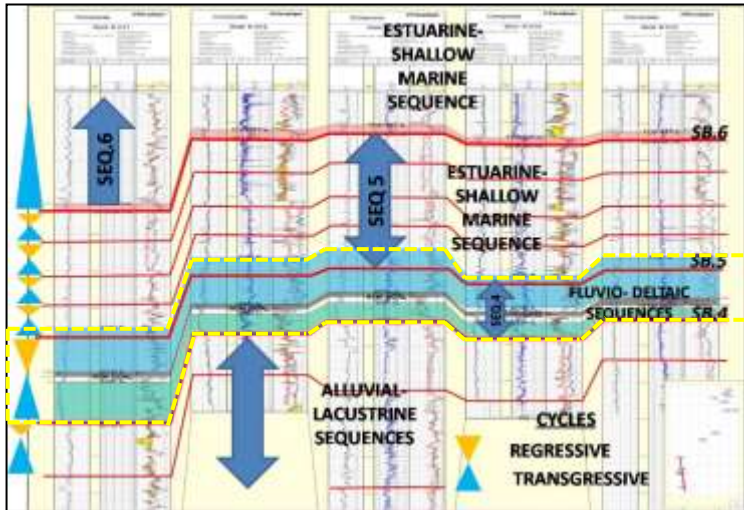
Sikuen 4 merupakan sikuen pengendapan paling bawah pada interval Formasi Tanjung. Sikuen ini dibatasi pada bagian bawah dan atasnya oleh bidang-bidang ketidakselarasan. Batas bawah Sikuen 4 ini berhubungan dengan bidang ketidakselarasan yang merupakan batas sikuen regional yaitu Batas Sikuen/SB 4. Endapan sedimen penyusun sikuen ini merupakan endapan lingkungan darat hingga transisi pada sistem fluvial hingga deltaik (*mouth bar sand*) yang terutama terdiri dari batupasir kuarsaan dengan sisipan serpih dan batubara. Ke arah atas Sikuen 4 dipisahkan dari Sikuen 5 di atasnya dengan bidang ketidakselarasan atau SB5. Ke lima sikuen tersebut dalam hal ini hanya akan dibahas secara terbatas oleh karena kurang mengandung lapisan batupasir yang dapat bertindak sebagai batuan reservoir. Lapisan batupasir pada sikuen-sikuen di atas Sikuen 1 yang dapat dianggap berpotensi hanya dijumpai masing-masing pada Sikuen 4 dan Sikuen 6.

### **2. Sikuen 5**

Sikuen 5 merupakan sikuen pengendapan orde 3 yang tersusun oleh 3 hingga 4 sikuen pengendapan yang lebih kecil atau orde 4. Sikuen-sikuen ini umumnya di susun oleh serpih tebal dengan sisipan batupasir yang merupakan endapan di lingkungan transisi hingga lingkungan laut dangkal pada sistem pengendapan *estuarine* hingga *shelfal*. Lapisan batupasir yang masih dianggap dapat dikembangkan terdapat pada bagian tengah dari Sikuen 5 yang merupakan endapan *estuarine*.

### **3. Sikuen 6**

Sikuen 6 merupakan sikuen pengendapan paling atas atau paling akhir pada interval Formasi Tanjung di Lapangan Tanjung. Seperti halnya Sikuen 5, pada Sikuen 6 ini lapisan batupasir yang tebal kurang berkembang karena unit sikuen ini lebih didominasi oleh interval serpih. Lapisan batupasir yang masih dianggap dapat dikembangkan terdapat pada bagian awal siklus di atas bidang ketidakselarasan. Lapisan batupasir ini merupakan endapan lingkungan transisi pada sistem *estuarine*. Bidang ketidakselarasan yang menjadi batas bawah dari sikuen ini berhubungan dengan ketidakselarasan regional yaitu SB 6 (Job-Pertamina, 2000)



Gambar 2. 7 Kerangka Sikuenstratigrafi di Lapangan “N” (*Job-Pertamina, 2000*)

## 2.6 Lingkungan Pengendapan

### 2.6.1 Lingkungan Pengendapan Estuari

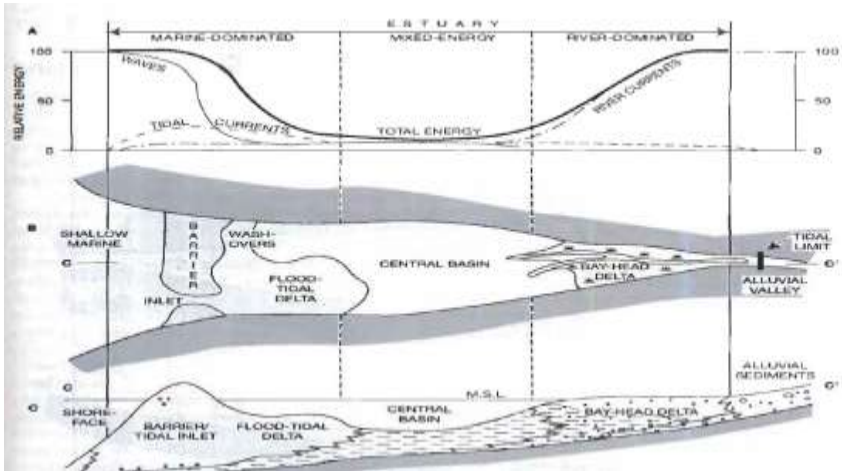
Estuari adalah bagian dari lingkungan perairan yang merupakan percampuran antara air laut dan air tawar yang berasal dari sungai, sumber air tawar lainnya (saluran air tawar dan genangan air tawar). Lingkungan estuary merupakan peralihan antara darat dan laut yang sangat di pengaruhi oleh pasang surut, seperti halnya pantai, namun umumnya terlindung dari pengaruh gelombang laut.

Ada dua faktor penting yang mengontrol aktivitas di estuarin, yaitu volume air pada saat pasang surut dan volume air tawar (*fresh water*) serta bentuk estuarin. Endapan sedimen pada lingkungan estuarin dibawa dua aktivitas, yaitu oleh arus sungai dan dari laut terbuka. Transport sedimen dari laut lepas akan sangat tergantung dari rasio besaran tidal dan discharge sungai. Estuarin diklasifikasikan menjadi tiga daerah, yaitu:

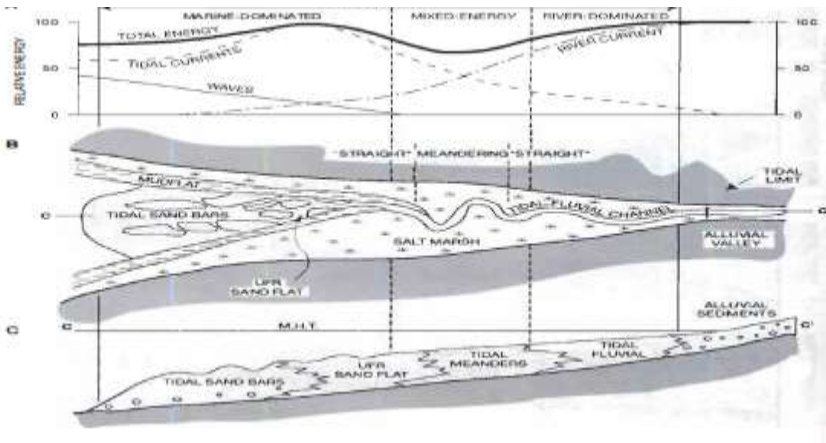
1. *Wave dominated estuarine* yaitu estuarine yang secara bebas berhubungan dengan laut bebas dan didominasi oleh energi dari gelombang laut. Pada tipe ini, sedimen akan lebih mengalami pengendapan ke mulut estuary, sehingga pada tipe ini cenderung terbentuk fasies pengendapan berjenis *barrier/ flood-tidal delta*.
2. *Mix waved –Tide dominated estuarine*, yaitu daerah dimana terjadi percampuran antara energi dari fresh water dan energy gelombang laut

secara seimbang. Pada tipe ini, fasies pengendapan cenderung berbentuk *channel*.

3. *Tide dominated estuarine*, yaitu daerah estuarin dimana energi dari fresh water lebih mendominasi, tetapi tidal masih masih berpengaruh. Pada tipe ini, tipe fasies pengendapan cenderung berbentuk *sand bar*. (Boggs, 2006)



Gambar 2. 8 Morfologi *wave dominated estuarine* (A-A') tipe energi, (B-B') komponen morfologi, (C-C') Tipe fasies sedimen. (Boggs, 2006)



Gambar 2. 9 Morfologi *tide dominated estuarine* (A-A') tipe energi, (B-B') komponen morfologi, (C-C') Tipe fasies sedimen. (Boggs, 2006)

## 2.7 Teori Fisika Batuan (*Rock Physics*)

Parameter fisis dari suatu batuan dapat digunakan untuk mendelineasikan kondisi batuan suatu reservoir. Sifat fisis ini nanti akan menentukan bagaimana perilaku penjalaran suatu gelombang didalam batuan. Prinsip fisika batuan (*rock physics*) adalah menghubungkan antara parameter gelombang (kecepatan  $V_p$ , Kecepatan  $V_s$ , *amplitude*) dengan parameter properti dari batuan reservoir (porositas, kandungan lempung, jenis litologi, densitas, dan elastisitas) (Avseth dkk., 2005)

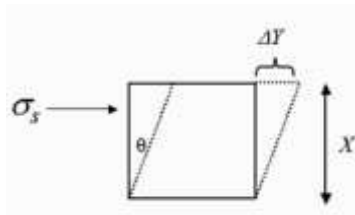
### 2.7.1 Teori Elastisitas

Proses perambatan gelombang seismik yang merambat ke bawah permukaan yang terjadi selama akuisisi data, dikontrol oleh sifat elastisitas batuan. Hal ini menentukan bagaimana respon batuan yang terkena gaya yang diakibatkan oleh penjalaran gelombang seismik. Setiap batuan mempunyai sifat keelastisitasan yang berbeda, oleh karena itu batuan yang lebih lunak akan mempunyai respon yang berbeda terhadap strain, begitu juga terhadap respon yang ditimbulkan batuan yang lebih keras. Teori elastisitas berhubungan dengan deformasi yang disebabkan oleh tekanan yang dikenakan pada batuan tertentu. Tekanan atau Stress ( $\sigma$ ) adalah gaya per satuan luas sedangkan Strain ( $e$ ) adalah jumlah deformasi material per satuan luas. Jika stress diterapkan pada batuan maka batuan tersebut akan terdeformasi yang menyebabkan terjadinya strain. (Simm dan Bacon, 2014)

Dalam penentuan persebaran fluida dan litologi reservoir, teori elastisitas yang digunakan pada parameter Lambda Mu Rho berdasar dari modulus geser, modulus bulk, konstanta lame dan poisson ratio. Modulus geser ( $\mu$ ) merupakan tetapan elastik yang menghubungkan antara shear strain dan shear stress dengan persamaan berikut:

$$\sigma_s = \mu \frac{\Delta Y}{X} \quad (2.1)$$

$\sigma_s$  adalah tekanan yang bekerja pada benda,  $\Delta Y$  adalah besarnya pergeseran benda,  $X$  adalah tinggi benda, dan  $\theta$  adalah sudut pergeseran benda terhadap bentuk semula.

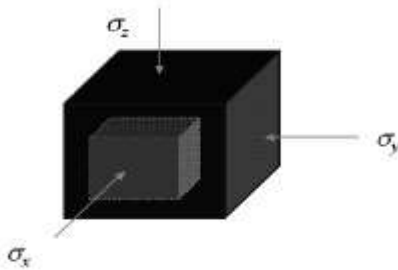


Gambar 2. 10 Proses Fisis Modulus Geser  
(Canning, 2000)

Modulus Bulk adalah modulus elastic yang mengukur resistansi suatu material terhadap stress volumetric (suatu gaya yang bekerja secara seragam pada semua arah). Persamaan matematis dari modulus bulk adalah:

$$P = K \frac{\Delta V}{V} \quad (2.2)$$

Dengan P adalah tekanan,  $\Delta V/V$  adalah perubahan volume relatif, dan K adalah modulus bulk ( $N/m^2$ ).



Gambar 2. 11 Proses Fisis Modulus Bulk  
(Canning, 2000)

Konstanta Lamé ( $\lambda$ ) adalah inkompresibilitas murni dan bukan sebagai bulk modulus, dimana  $\lambda$  merupakan besaran konstanta yang hanya melibatkan kedua hubungan stress-strain dan propagasi gelombang akustik untuk fluida. Konstanta Lamé bukan merupakan sifat yang langsung dapat diukur pada laboratorium, tetapi dapat ditentukan dari modulus elastik lainnya, dengan persamaan berikut (Canning, 2000):

$$K = \lambda + 4/3\mu \quad (2.3)$$

Poisson Ratio ( $\sigma$ ) didefinisikan sebagai rasio negative antara strain longitudinal dan strain axial. Poisson ratio dapat diungkapkan dalam besaran kecepatan gelombang seismik, yaitu:

$$\sigma = \frac{\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 2}{2\left[\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 1\right]} \quad (2.4)$$

Dari persamaan diatas, dapat diinversikan menjadi persamaan berikut:

$$\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 = \frac{2\sigma-2}{2\sigma-1} \quad (2.5)$$

Nilai poisson ratio sangat berarti untuk mengenali kandungan fluida dalam batuan, seperti air, minyak ataupun gas. Perbedaan kandungan fluida di dalam batuan dapat ditunjukkan dalam perbedaan poisson rasionya (Russel, 2007).

### 2.7.2 Kecepatan dan Impedansi Gelombang

Gelombang elastic yang merambat dalam bumi dibagi menjadi 2 macam yakni gelombang tubuh (body wave) dan gelombang permukaan (surface wave). Gelombang seismik pada pengambilan data merupakan gelombang tubuh yang memiliki 2 jenis yakni gelombang P (Compressional Wave) dan Gelombang S (*Shear wave*). Kedua tipe gelombang tersebut mempunyai kecepatan tertentu jika merambat melalui batuan. Satu hal yang perlu diketahui bahwa gelombang S tidak bisa merambat dalam zat cair. Besarnya kecepatan gelombang P dan Gelombang S dapat dinyatakan Sebagai berikut:

$$V_p = \sqrt{\frac{K+4\mu/3}{\rho}} \quad (2.6)$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (2.7)$$

Dengan  $V_p$  adalah kecepatan gelombang P,  $V_s$  adalah kecepatan gelombang S,  $K$  adalah modulus bulk,  $\mu$  adalah modulus geser, dan  $\rho$  adalah desnitas Berdasarkan kedua persamaan tersebut, kecepatan gelombang S dipengaruhi oleh densitas dan modulus shear. Sedangkan kecepatan gelombang P dipengaruhi oleh modulus bulk dan modulus shear. (Schon, 2011)

Impedansi Gelombang merupakan hasil perklaian antara kecepatan dan densitas, yang merupakan sifat dasar batuan dengan persamaan berikut:

$$I_p = V_p \rho \quad (2.8)$$

$$I_s = V_s \rho \quad (2.9)$$

Impedansi berperan penting dalam penentuan refleksitivitas pada sudut datang normal. Pada sudut datang normal, refleksi dari batas antara dua lapisan dengan impedansi lapisan atas  $I_{p1}$  dan Impedansi lapisan bawah  $I_{p2}$  dapat dirumuskan sebagai berikut:

$$R_{NI} = \frac{I_{p2}-I_{p1}}{I_{p2}+I_{p1}} = \frac{\Delta I_p}{I_p} \quad (2.10)$$

$R_{NI}$  adalah koefisien refleksi untuk kasus *normal incidence*, menunjukkan perubahan relative impedansi (Munadi, 2000)

## 2.8 Parameter Lambda-Mu-Rho

Parameter Lambda-Mu-Rho yang dimaksud pada penelitian ini adalah parameter Mu\*Rho atau disebut sebagai Inkompresibilitas dan Lambda\*Rho atau disebut sebagai rigiditas. Kedua parameter ini merupakan pengembangan dari modulus geser ( $\mu$ ), modulus bulk (K), konstanta lame ( $\lambda$ ), kecepatan gelombang P ( $V_p$ ), kecepatan gelombang S ( $V_s$ ) dengan menggunakan densitas ( $\rho$ ) yang dilakukan oleh (Goodway dkk., 1997).

### 2.8.1 Rigiditas dan Inkompresibilitas

Rigiditas ( $\mu$ ) didefinisikan sebagai resistensi batuan terhadap sebuah strain yang mengakibatkan perubahan bentuk tanpa merubah volume total dari batuan tersebut. Rigiditas digunakan untuk membedakan kualitas lapisan pasir karena secara umum tidak dipengaruhi oleh fluida reservoir (Gray dan Andersen, 2001).

Mu\*Rho ( $\mu\rho$ ) adalah rigiditas yang mewakili respon fisik dari matrix batuan itu sendiri dan dapat digunakan sebagai litologi diferensiasi. (Goodway, 1997). Konstanta Lamé ( $\lambda$ ) sangat berhubungan dengan inkompresibilitas, dan mengandung proporsi yang besar mengenai informasi kandungan fluida dari batuan. Konstanta Lamé dikenal juga sebagai tahanan terhadap perubahan volume yang disebabkan oleh perubahan tekanan yang merupakan kebalikan dari kompresibilitas (Gray dan Andersen, 2001).

Lambda\*Rho ( $\lambda\rho$ ) atau inkompresibilitas adalah ukuran dari respon fisik sebuah matrix batuan dan fluidanya. Lambda\*Rho sangat bagus digunakan sebagai indikator litologi, diferensiasi fluida dan *pore fluid* (Goodway dkk., 1997).

Secara matematis kedua parameter tersebut dapat diperoleh dari persamaan impedansi gelombang P (2.8) dan gelombang S (2.9) sehingga didapatkan persamaan rigiditas (2.11) dan inkompresibilitas (2.12), yakni:

$$\begin{aligned}
 Z_s^2 &= (V_s\rho)^2 \\
 &= (V_s)^2(\rho)^2 \\
 &= \left(\sqrt{\frac{\mu}{\rho}}\right)^2 \rho^2 \\
 &= \left(\frac{\mu}{\rho}\right)\rho^2 \\
 Z_s^2 &= \mu\rho \\
 (Mu * Rho) \mu\rho &= Z_s^2 \tag{2.11}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
Z_p^2 &= (V_p \rho)^2 \\
&= (V_p)^2 (\rho)^2 \\
&= \left( \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} \right)^2 (\rho)^2 \\
&= \left( \frac{\lambda + 2\mu}{\rho} \right) (\rho)^2 \\
&= (\lambda + 2\mu) \rho \\
(V_p \rho)^2 &= (\lambda + 2\mu) \rho \\
(V_p \rho)^2 &= \lambda \rho + 2\mu \rho \\
\lambda \rho &= (V_p \rho)^2 - 2\mu \rho \\
\text{Lambda * Rho } \lambda \rho &= Z_p^2 - 2Z_s^2 \tag{2.12}
\end{aligned}$$

Tabel di bawah menunjukkan pembenaran dan kelebihan penggunaan parameter rigiditas dan inkompresibilitas dalam analisis petrofisika yang dikemukakan oleh Goodway (Goodway dkk., 1997) untuk mendeterminasi antara lempung (shale) dan pasir terisi gas (gas sand).

Tabel 2. 1 Analisis petrofisika *Lame Parameter* (Goodway dkk., 1997)

	$V_p/V_s$	$(V_p/V_s)^2$	$\sigma$	$\lambda + 2\mu$	$\mu$	$\lambda$	$\lambda/\mu$
<b>Shale</b>	2.25	5.1	0.38	20.37	4.035	12.3	3.1
<b>Gas Sand</b>	1.71	2.9	0.24	18.53	6.314	5.9	0.9
<b>Change</b>	-27	-55	-45	-9.5	44	-70	-110

Kecepatan gelombang P ( $V_p$ ) dipengaruhi oleh  $\lambda$  dan  $\mu$ . Efek dari penurunan harga  $\lambda$  sebagai respon langsung dari porositas gas sering berlawanan dengan kenaikan harga  $\mu$  Dari *capping shale* ke *gas sand*. Sehingga dengan mengekstrak  $\lambda$  dari  $V_p$  dan mengombinasikan menjadi perbandingan  $\frac{\lambda}{\mu}$ , presentase perubahannya menjadi sangat jauh meningkat antara *shale* dan *gas sand*. Sehingga parameter  $\lambda/\mu$  tersebut dapat dimanfaatkan sebagai parameter yang paling sensitif untuk mendeskriminasi kehadiran gas dalam reservoir.



## 2.9 Permodelan Kecepatan Gelombang S

### 2.9.1 Metode Greenberg-Castagna

Greenberg dan Castagna (Greenberg dan Castagna, 1992) membuat hubungan empiris dari polynomial  $V_p$ - $V_s$  untuk mengestimasi kecepatan kompresional dan kecepatan shear pada multimineral tersaturasi air. Kecepatan gelombang shear dari suatu litologi dapat diestimasi dengan pendekatan rata-rata dari deret aritmatika dan deret harmonic dari suatu litologi kecepatan gelombang S. Hasil perhitungan koefisien regresi parameter litologi tersebut dikemukakan oleh Greenberg dan Castagna pada tabel berikut

Tabel 2. 2 Parameter koefisien regresi litologi pada hubungan empiris Greenberg-Castagna

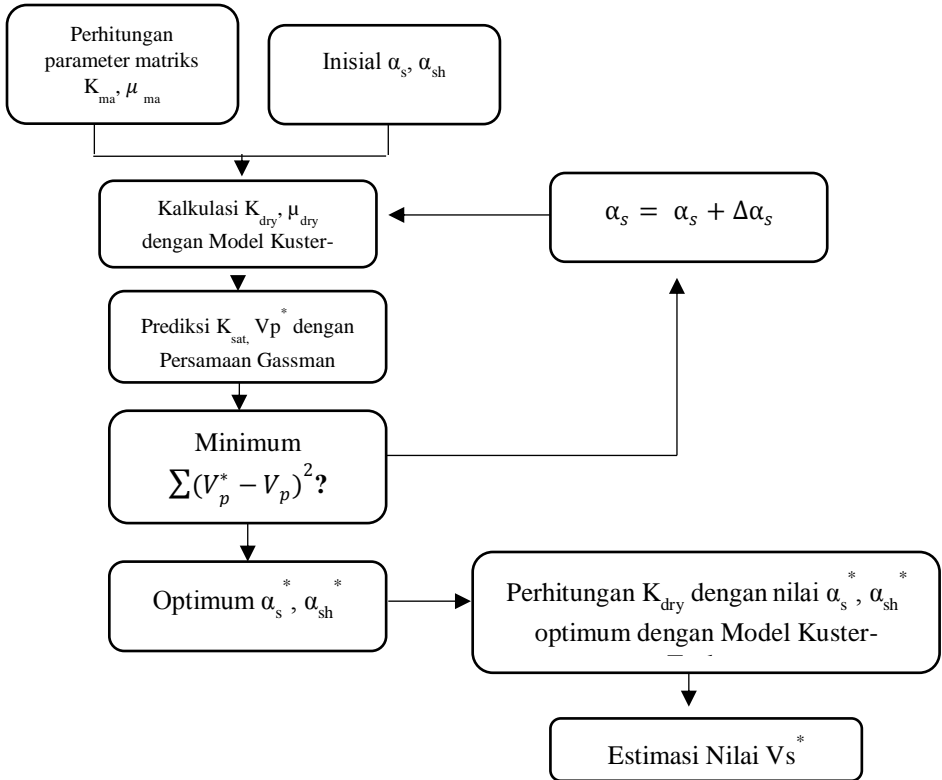
Litologi	a	b	c
Batu pasir	-0.85588	0.80416	0
Limestone	-1.03049	1.01677	-0.05508
Dolomit	-0.07775	0.58321	0
Shale	-0.86735	0.76969	0

sehingga dengan koefisien regresi tersebut juga dapat digunakan untuk estimasi *shear wave* dengan syarat input kecepatan gelombang P ( $V_p$ ) adalah  $V_p$  yang tersaturasi air (Greenberg dan Castagna, 1992):

$$V_s = aV_p^2 + bV_p + c \quad (2.13)$$

### 2.9.2 Permodelan Xu-White

Permodelan Xu-White digunakan untuk membuat model modulus elastis dari suatu batuan. Hasil ini digunakan untuk menggabungkan data sumur dengan parameter seismic untuk karakteristik reservoir. Pada penentuan kecepatan gelombang S dengan permodelan kecepatan Xu-White, terdapat diagram alir yang mana pada diagram alir tersebut teriterasi. Diagram alir tersebut antara lain (Valentina, 2010):



Gambar 2. 12 Diagram Alir Permodelan Xu-White (Valentina, 2010)

Pada pemodelan campuran pasir lempung pada Xu-White, porositas total dari suatu formasi merupakan jumlah dari porositas pasir dan lempung, dengan persamaan sebagai berikut;

$$\emptyset = \emptyset_s + \emptyset_c \quad (2.14)$$

Dimana nilai  $\emptyset_c$  dapat dicari dengan persamaan:

$$\emptyset_c = V_{clay} \frac{\emptyset}{1-\emptyset} \quad (2.15)$$

$$V_s = 1 - \emptyset - V_{clay} \quad (2.16)$$

Penggunaan teorema dalam metode Xu-White (Xu dan White, 1995) bertujuan untuk mengestimasi modulus elastic *dry* ( $K_d$  dan  $\mu_d$ ). Persamaan ini sangat baik pada porositas kritis ( $\phi=0.4$ ). Asumsi dasar dari persamaan ini adalah medium bersifat isotropi, medium terdiri dari 2 fasa yang berbeda sifat fisisnya, dan pori saling berhubungan satu sama lain.

Persamaan umum untuk menentukan modulus elastic batuan yang ditunjukkan oleh teorema Kuster-Toksoz (Lee, 2008) antara lain:

$$K_d - K_{ma} = \frac{1}{3}(K_f - K_{ma}) \frac{3K_d + 4\mu_{ma}}{3K_{ma} + 4\mu_{ma}} \sum_{1=s,c} \phi_1 T_{ijj}(\alpha_1) \quad (2.17)$$

dan

$$\mu_d - \mu_{ma} = \frac{6\mu_d(\mu_f - \mu_{ma})(K_{ma} + 2\mu_{ma}) + \mu_{ma}(9K_{ma} + 8\mu_{ma})}{5\mu_{ma}(3K_{ma} + 4\mu_{ma})} \left[ \sum_{1=s,c} \phi T_{ijj}(\alpha_1) - \frac{T_{ijj}(\alpha_1)}{3} \right] \quad (2.18)$$

Dimana  $K_d, K_{ma}, K_f$  merupakan modulus dari kerangka batuan, modulus matrik batuan dan modulus fluida pengisi rongga batuan. (Lee, 2008)

Aspek rasio merupakan perbandingan panjang sumbu minor dan major suatu model materi atau pori sisipan dengan bentuk ellipsoid. (Schon, 2011) memberikan gambaran aspek rasio sebagai  $\alpha=b/a$  dengan  $a$ =panjang sumbu major dan  $b$ =panjang sumbu minor.

Untuk mengestimasi kecepatan P dan S digunakan teori Gassmann dengan persamaan (Avseth dkk., 2005):

$$Vp = \left\{ \frac{1}{\rho_b} \left[ K_d + \frac{4}{3}\mu_d + \frac{\left(1 - \frac{C_{ma}}{C_d}\right)^2}{C_{ma}(1-\phi) + C_f\phi - \frac{C_{ma}^2}{C_d}} \right] \right\}^2 \quad (2.19)$$

$$C_{ma} = \frac{1}{K_{ma}},$$

$$C_f = \frac{1}{K_f},$$

$$C_d = \frac{1}{K_d},$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu_d}{\rho_b}},$$

Pada pemodelan campuran pasir lempung pada Xu-White, porositas total dari suatu formasi merupakan jumlah dari porositas pasir dan lempung, dengan persamaan sebagai berikut;

$$\emptyset = \emptyset_s + \emptyset_c \quad (2.14)$$

Dimana nilai  $\emptyset_c$  dapat dicari dengan persamaan:

$$\emptyset_c = V_{clay} \frac{\emptyset}{1-\emptyset} \quad (2.15)$$

$$V_s = 1 - \emptyset - V_{clay} \quad (2.16)$$

Penggunaan teorema Kuster-Toskoz (1974) dalam metode Xu-White (Xu dan White, 1995) bertujuan untuk mengestimasi modulus elastic *dry* ( $K_d$  dan  $\mu_d$ ). Persamaan ini sangat baik pada porositas kritis ( $\emptyset=0.4$ ). Asumsi dasar dari persamaan ini adalah medium bersifat isotropi, medium terdiri dari 2 fasa yang berbeda sifat fisisnya, dan pori saling berhubungan satu sama lain.

Persamaan umum untuk menentukan modulus elastic batuan yang ditunjukkan oleh teorema Kuster-Toksoz (1974) antara lain:

$$K_d - K_{ma} = \frac{1}{3} (K_f - K_{ma}) \frac{3K_d + 4\mu_{ma}}{3K_{ma} + 4\mu_{ma}} \sum_{1=s,c} \emptyset_1 T_{ijj}(\alpha_1) \quad (2.17)$$

dan

$$\frac{\mu_d - \mu_{ma}}{5\mu_{ma}(3K_{ma} + 4\mu_{ma})} \left[ \sum_{1=s,c} \emptyset T_{ijj}(\alpha_1) - \frac{T_{ijj}(\alpha_1)}{3} \right] \quad (2.18)$$

Dimana  $K_d, K_{ma}, K_f$  merupakan modulus dari kerangka batuan, modulus matrik batuan dan modulus fluida pengisi rongga batuan. (Lee, 2008)

Aspek rasio merupakan perbandingan panjang sumbu minor dan major suatu model materi atau pori sisipan dengan bentuk ellipsoid. (Schon, 2011) memberikan gambaran aspek rasio sebagai  $\alpha=b/a$  dengan a=panjang sumbu major dan b=panjang sumbu minor.

Untuk mengestimasi kecepatan P dan S digunakan teori Gassmann dengan persamaan (Avseth dkk., 2005):

$$Vp = \left\{ \frac{1}{\rho_b} \left[ K_d + \frac{4}{3} \mu_d + \frac{\left(1 - \frac{c_{ma}}{c_d}\right)^2}{c_{ma}(1-\emptyset) + c_f \emptyset - \frac{c_{ma}^2}{c_d}} \right] \right\}^2 \quad (2.19)$$

$$C_{ma} = \frac{1}{K_{ma}},$$

$$C_f = \frac{1}{K_f},$$

$$C_d = \frac{1}{K_d},$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu_d}{\rho_b}},$$

### 2.9.3 Permodelan Substitusi Fluida (*Fluid Replacement Modeling*)

Secara umum teori *rock physics* dapat dijelaskan melalui hasil penelitian dari Gassmann (1951) dan Biot (1956) yang mengembangkan teori propagasi gelombang didalam batuan yang tersaturasi oleh fluida dengan membawa persamaan dari *bulk modulus* dan *shear modulus* dan mensubstitusikannya kedalam persamaan dasar kecepatan gelombang P dan S (2.7) dan (2.8). Substitusi fluida (FRM) sangat peka terhadap data log ( $V_p$ ,  $V_s$ , dan densitas) yang inkonsisten. Nilai saturasi air yang didapat melalui analisa petrofisika harus mempresentasikan nilai dari log sonic dan log densitas. Dibawah ini merupakan metode penentuan FRM, dengan persamaan Biot-Gassman, yakni menginisiasi nilai kecepatan dan densitas  $V_p^{(1)}$ ,  $V_s^{(1)}$ , dan  $\rho^{(1)}$  sesuai dengan jenis fluida awal batuan, yang kita sebut dengan “fluida 1”. Nilai kecepatan dan densitas tersebut ( $V_p^{(1)}$ ,  $V_s^{(1)}$ , dan  $\rho^{(1)}$ ) berasal dari data sumur log. Kemudian setelah inisiasi kecepatan dan densitas, dilakukan fluid substitusi sebagai berikut (Avseth dkk., 2005):

1. Ekstrak bulk modulus dan modulus geser dari  $V_p^{(1)}$ ,  $V_s^{(1)}$ , dan  $\rho^{(1)}$ :

$$K^{(1)} = \rho[(V_p^{(1)})^2 - \frac{4}{3}((V_s^{(1)})^2)] \quad (2.20)$$

$$\mu^{(1)} = \rho(V_s^{(1)})^2 \quad (2.21)$$

2. Aplikasikan Hubungan Gassmann untuk mentransformasi nilai bulk modulus

$$\frac{K_{sat}^{(2)}}{K_{mineral} - K_{sat}^{(2)}} - \frac{K_{fluid}^{(2)}}{K_{mineral} - K_{fluid}^{(2)}} = \frac{K_{sat}^{(1)}}{K_{mineral} - K_{sat}^{(1)}} - \frac{K_{sat}^{(1)}}{K_{mineral} - K_{sat}^{(1)}} \quad (2.22)$$

Dimana  $K_{sat}^{(1)}$  dan  $K_{sat}^{(2)}$  adalah bulk modulus batuan yang tersaturasi dengan fluid 1 dan fluid 2, sedangkan  $K_{fluid}^{(1)}$  dan  $K_{fluid}^{(2)}$  adalah bulk modulus dari fluida itu sendiri.

3. Koreksi nilai bulk densitas setelah perubahan jenis fluida:

$$\rho^{(2)} = \rho^{(1)} + \phi(\rho_{fluid}^{(2)} - \rho_{fluid}^{(1)}) \quad (2.23)$$

4. Pasang kembali kecepatannya.

$$V_p^{(2)} = \sqrt{K_{sat}^{(2)} + \frac{4}{3}\mu_{sat}^{(2)} / \rho^{(2)}} \quad (2.24)$$

$$V_s^{(2)} = \sqrt{(\mu_{sat}^{(2)} / \rho^{(2)})} \quad (2.25)$$

## 2.10 Inversi Seismik

Inversi seismik didefinisikan sebagai teknik permodelan geologi bawah permukaan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrolnya. Model Geologi yang dihasilkan oleh seismik inversi adalah model impedansi diantaranya berupa Impedansi Akustik (AI), atau Impedansi Elastik (EI) yang merupakan suatu parameter dari perlapisan batuan. Metode seismik inversi dapat dibagi menjadi 2 jenis berdasarkan data seismik yang digunakan yaitu *post stack seismik inversion* dan *pre stack seismik inversion*. Data seismik *post stack* adalah data seismik yang mengasumsikan amplitude seismik hanya dihasilkan oleh R(0), sehingga *post stack seismik inversion* hanya dapat digunakan untuk model impedansi AI saja. Sementara data seismik *pre stack* lebih mengandung informasi sudut R( $\theta$ ) sehingga dapat digunakan untuk menghasilkan parameter-parameter elastik seperti EI dan Lambda-Mu-Rho (LMR)(Sukmono, 2001).

### 2.10.1 Inversi Seismik Simultan

Metode inversi simultan dikembangkan oleh Pendrel dimana data seismic yang digunakan dalam metode ini adalah data seismic *pre stack* berupa *partial stack* yang kemudian diinversikan secara bersama (simultan) dengan wavelet hasil estimasi dari masing-masing *partial stack* untuk menghasilkan informasi impedansi P, impedansi S, dan densitas. (Afianto dkk., 2016)

Metode seismik AVO menjadi dasar bagi seismic inversi simultan dan pengembangan teknik inversi AVO yang lainnya. Teknik inversi AVO adalah teknik inversi independen karena langkah pertama yang dilakukan adalah mengekstrak *zero-offset* P ( $R_{p0}$ ) dan reflektivitas S ( $R_{s0}$ ) dari seismic gather atau *partial stack* secara independen. Sedangkan inversi simultan dianggap sebagai inversi dependen karena inversi simultan bekerja secara tergantung dan simultan ketika mengestimasi impedansi P dan S. Metode inversi simultan sebenarnya perbaikan untuk menyelesaikan masalah dalam perhitungan sudut independen yang tidak menggunakan hubungan properti batuan antar variabel untuk latar belakang kasusnya. Masalah juga muncul dalam perhitungan sudut independen ketika menggabungkan data dengan frekuensi yang berbeda karena akan menciptakan *noise/gangguan*. (Kristanto, 2011)

Adapun prinsip dasar yang digunakan pada inversi simultan ini adalah(Russel, 2007):

#### 1. Linearisasi pada aproksimasi nilai reflektivitas.

Terdapat hubungan antara nilai impedansi dengan nilai reflektivitas sehingga dapat dibuat model inisial yakni:

$$R_{P_i} = \frac{Z_{P_{i+1}} - Z_{P_i}}{Z_{P_{i+1}} + Z_{P_i}} \approx \frac{\Delta Z_{P_i}}{2Z_{P_i}} \quad (2.26)$$

Dimana  $R_{P_i}$  adalah nilai/koeffisien reflektivitas gelombang P ke-i, dan  $Z_{P_i}$  adalah impedansi gelombang P ke-i.

(Russel, 2007) mengembangkan pendekatan baru yang memungkinkan untuk langsung membalikkan dari reflektivitas untuk impedansi P, impedansi S dan densitas. Dimulai dengan mendefinisikan variable baru  $L_p = Ln(Z_p)$  sehingga didapatkan:

$$R_{P_i} = \frac{1}{2} \Delta L_{P_i} = \frac{1}{2} (L_{P_{i+1}} - L_{P_i}) \quad (2.27)$$

Apabila persamaan (2.22) ditulis dalam matriks akan menjadi:

$$\begin{bmatrix} R_{P_1} \\ R_{P_2} \\ \vdots \\ R_{P_N} \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 & \cdots \\ 0 & -1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & \cdots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} L_{P(1)} \\ L_{P(2)} \\ \vdots \\ L_{P(N)} \end{bmatrix} \quad (2.28)$$

Atau dapat ditulis menjadi :

$$R_P = \frac{1}{2} D L_P \quad (2.29)$$

Dimana D adalah matriks derivatif.

Kemudian ditambahkan hubungan logaritma impedansi pada trace seismic (T) sehingga didapatkan:

$$T = W \cdot R_P \quad (2.30)$$

Dengan T adalah trace seismic, W adalah wavelet, dan  $R_P$  adalah koeffisien refleksi.

Apabila ditulis dalam matriks akan menjadi :

$$\begin{bmatrix} T_{(1)} \\ T_{(2)} \\ \vdots \\ T_{(N)} \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} W_1 & \cdots \\ W_2 W_1 & \cdots \\ W_3 W_2 W_1 \cdots \\ W_3 W_2 \cdots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 & \cdots \\ 0 & -1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & \cdots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} L_{P(1)} \\ L_{P(2)} \\ \vdots \\ L_{P(N)} \end{bmatrix} \quad (2.31)$$

Operasi yang sama juga diterapkan untuk  $L_s = Ln(Z_s)$  dan  $L_D = Ln(Z_D)$ .

## 2. Persamaan Fatti (1994)

Dari persamaan dasar Zeopritz, Fatti (1994) melakukan pendekatan yang merupakan linearisasi dari persamaan Zoeppritz yang kompleks dengan memisahkan kecepatan dan densitas. Persamaan tersebut dituliskan kembali menjadi persamaan Fatti, yakni:

$$R_p(\theta) = C_1 R_{p0} + C_2 R_{s0} + C_3 R_D \quad (2.32)$$

Dimana:

$$C_1 = 1 + \tan^2 \theta, \quad C_2 = -8 \frac{v_s^2}{v_p^2} \sin^2 \theta, \quad C_3 = -2 \frac{v_s^2}{v_p^2} \sin^2 \theta - \frac{1}{2} \tan^2 \theta,$$

$$R_{p0} = \frac{1}{2} \left( \frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right), \quad R_{s0} = \frac{1}{2} \left( \frac{\Delta V_s}{V_s} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right), \quad R_D = \frac{1}{2} \left( \frac{\Delta \rho}{\rho} \right),$$

Dengan  $R_p$  adalah reflektivitas total,  $R_{p0}$  adalah reflektivitas gelombang P,  $R_{s0}$  adalah reflektivitas gelombang S,  $R_D$  adalah reflektivitas densitas.

Dengan memasukkan hubungan trace seismic (2.34) pada persamaan Fatti, diperoleh persamaan seperti berikut:

$$T(\theta) = \frac{1}{2} C_1 W(\theta) DL_p + \frac{1}{2} C_2 W(\theta) DL_s + C_3 W(\theta) DL_D \quad (2.33)$$

3. Terdapat hubungan linier antara logaritma impedansi P, logaritma impedansi S, dan logaritma impedansi D. Hubungan ini dijadikan dasar dari wet trend dan HC trend. Tren air (*wet trend*) diasumsikan dapat dimodelkan sebagai rasio konstan antara  $\frac{V_s}{V_p}$ , sehingga didapatkan:

$$\frac{V_s}{V_p} = \gamma = \text{konstan} \quad (2.34)$$

Secara umum persamaan ini dapat ditulis :

$$\ln(Z_s) = \ln(Z_p) + \ln(\gamma) \quad (2.35)$$

Kemudian dengan persamaan Gardner (Russel, 2007) hubungan antara densitas dan impedansi P adalah:

$$\rho = a V_p^b \quad (2.36)$$

$$\ln(\rho) = \frac{b}{1+b} \ln(a) + \frac{b}{1+b} \ln(V_p) \quad (2.37)$$

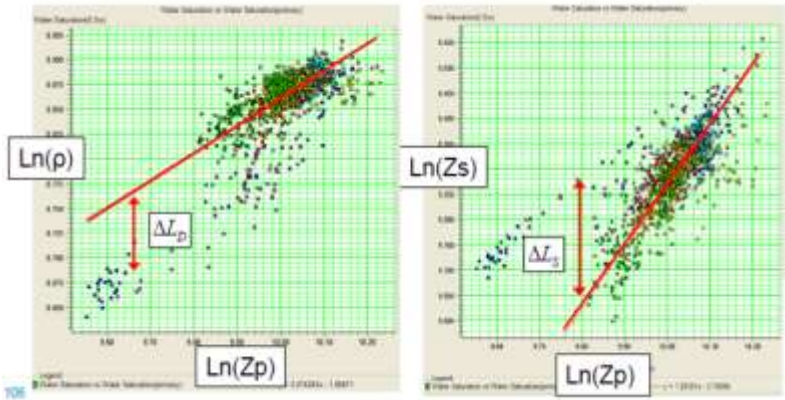
4. Persamaan linier 2.35 dan 2.37 tersebut terungkap bahwa ada hubungan secara linier antara  $\ln Z_p$  ( $L_p$ ),  $\ln Z_s$  ( $L_s$ ) dan  $\ln \rho$  ( $L_D$ ) dituliskan sebagai berikut:

$$L_s = k L_p + k_c + \Delta L_s \quad (2.38)$$

$$L_D = m L_p + m_c + \Delta L_D \quad (2.39)$$

Dimana koefisien  $k$ ,  $k_c$ ,  $m$  dan  $m_c$  dan akan ditentukan oleh analisa data log sumur dan juga merupakan koefisien regresi *crossplot*  $\ln(Z_p)$  vs  $\ln(Z_s)$  dan  $\ln(Z_p)$  vs  $\ln(\rho)$  yang menggambarkan hubungan antara logaritma impedansi P, impedansi S, dan densitas. Koefisien regresi diperoleh dengan cara membuat garis lurus pada tren dari data. Penyimpangan atau anomali yang menjauhi trend regresi merupakan anomali fluida hidrokarbon, sedangkan trend regresi sendiri adalah tren zona non-hidrokarbon. Penyimpangan tersebut diukur dengan parameter  $\Delta L_D$  dan  $\Delta L_s$ . Hubungan *crossplot* tersebut diilustrasikan pada gambar 2.13.





Gambar 2. 13 Crossplot dari  $\ln(Z_p)$  vs  $\ln(Z_s)$  dan  $\ln(Z_p)$  vs  $\ln(\rho)$  yang menunjukkan hubungan logaritma impedansi P, impedansi S, dan densitas dengan menunjukkan tren regresi non hidrokarbon (garis merah) beserta penyimpangannya (anomali hidrokarbon) (Russel, 2007)

Persamaan (2.38) dan (2.39) dimasukkan dalam persamaan (2.33), sehingga persamaan fatti menjadi:

$$T(\theta) = \frac{1}{2} C_1^{\sim} W(\theta) D L_p + \frac{1}{2} C_2^{\sim} W(\theta) D \Delta L_s + C_3^{\sim} W(\theta) D \Delta L_D \quad (2.40)$$

Dimana:

$$C_1^{\sim} = \frac{1}{2} C_1 + \frac{1}{2} k_{c2} + m_{c3} ,$$

$$C_2^{\sim} = \frac{1}{2} C_2 ,$$

$D$  = operator derivative.

$$L_p = \ln Z_p, L_s = \ln Z_s, L_D = \ln Z_D, .$$

Hasil akhir dari inversi simultan akan didapatkan impedansi P ( $Z_p$ ), impedansi S ( $Z_s$ ), dan densitas ( $\rho$ ):

$$Z_p = \exp(L_p) \quad (2.41)$$

$$Z_s = \exp(k L_p + k c + \Delta L_s) \quad (2.42)$$

$$\rho = \exp(m L_p + m c + \Delta L_D) \quad (2.43)$$



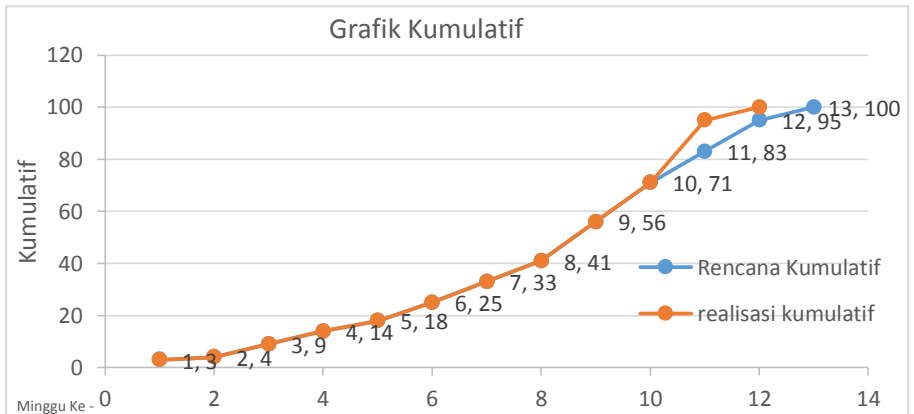
# BAB III METODOLOGI PENELITIAN

## 3.1 Lokasi dan Waktu Penelitian

Penelitian dengan judul “Inversi Lambda-Mu-Rho untuk Identifikasi Persebaran Fluida Hidrokarbon pada Lapangan “N”” ini dilaksanakan di Pertamina EP Asset 5 Balikpapan pada tanggal 19 Februari – 23 April 2018. Berikut merupakan tabel pelaksanaan kegiatan selama penelitian:

Tabel 3. 1 Timeline Pengerjaan Penelitian

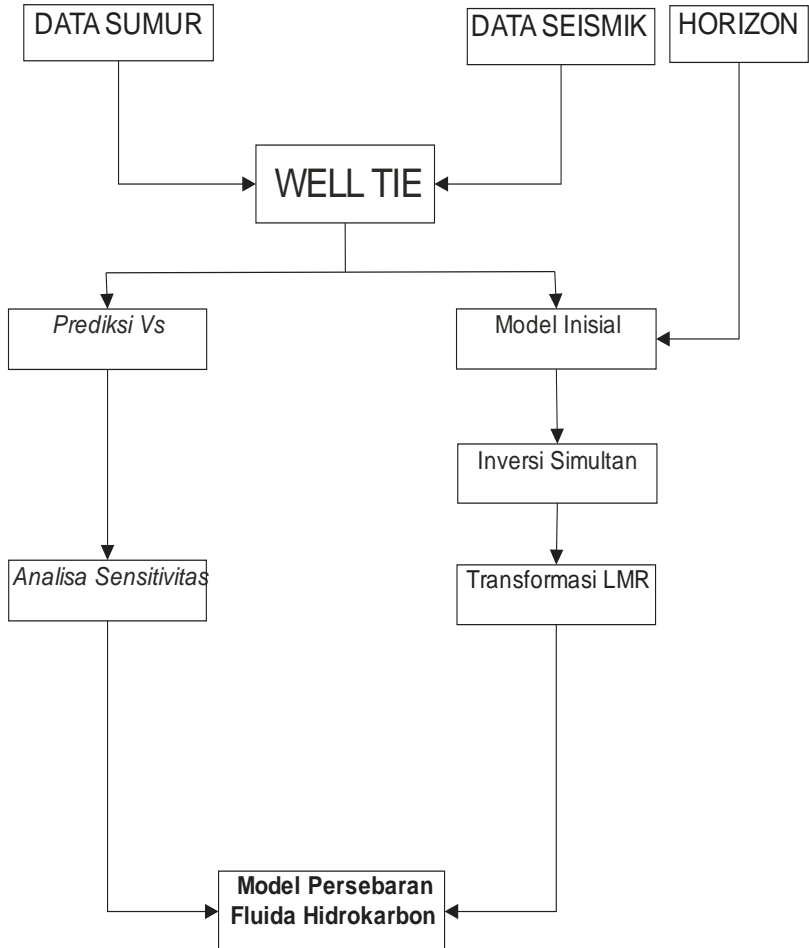
No	Step	Bobot	Februari		Maret				April			Mai			
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Persiapan Kampus : Studi Literatur															
	Inversi Simulasi	1	1												
	Fluid Replacement Modeling	1	1												
	Karakterisasi Litologi Reservoir dan Fluida Hidrokarbon	1	1												
	Seminar Proposal	1	1												
Pengerjaan di Perusahaan															
1	QC data	4			4										
2	Partial Angle Stack	6				3	3								
3	Inversi Simulasi	13					6	7							
4	Determinasi parameter LMR	7						7							
5	Fluid Replacement Modeling	14							7	7					
6	Analisis Model Litologi Reservoir dan Fluida Hidrokarbon	14								7	7				
7	Estimasi persebaran Fluida hidrokarbon dan litologi reservoir	14										7	7		
8	Penulisan Laporan	12											4	4	4
9	Diskus, Konsultasi, Evaluasi	12			1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Bobot rencana	100	3	1	5	5	4	7	8	8	15	15	12	12	5
	Nilai Kumulatif		3	4	9	14	18	25	33	41	56	71	83	95	100
	Realisasi		3	1	5	5	4	7	8	8	15	15	24	5	
	Nilai kumulatif Realisasi		3	4	9	14	18	25	33	41	56	71	95	100	
	Selisih		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12	5	



Gambar 3. 1 Grafik kumulatif rencana vs Realisasi

### 3.2 Diagram Alir Penelitian

Di bawah ini merupakan alur penelitian yang dilakukan dalam penelitian ini:



Gambar 3. 2 Diagram Alir Penelitian

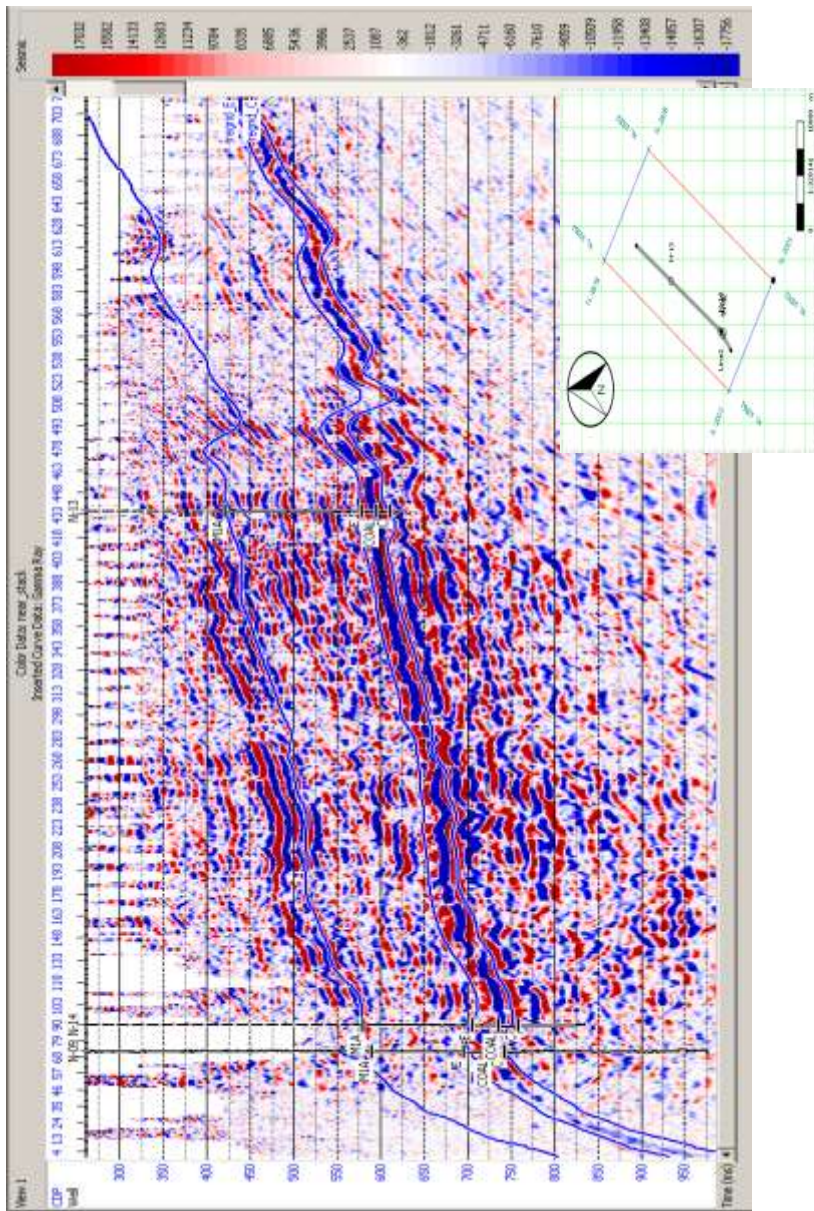
### **3.3 Perangkat**

Perangkat lunak yang digunakan untuk penelitian adalah *Geoview* HRS 10.02 dan *Petrel* yang tersedia pada perusahaan.

### **3.4 Data Penelitian**

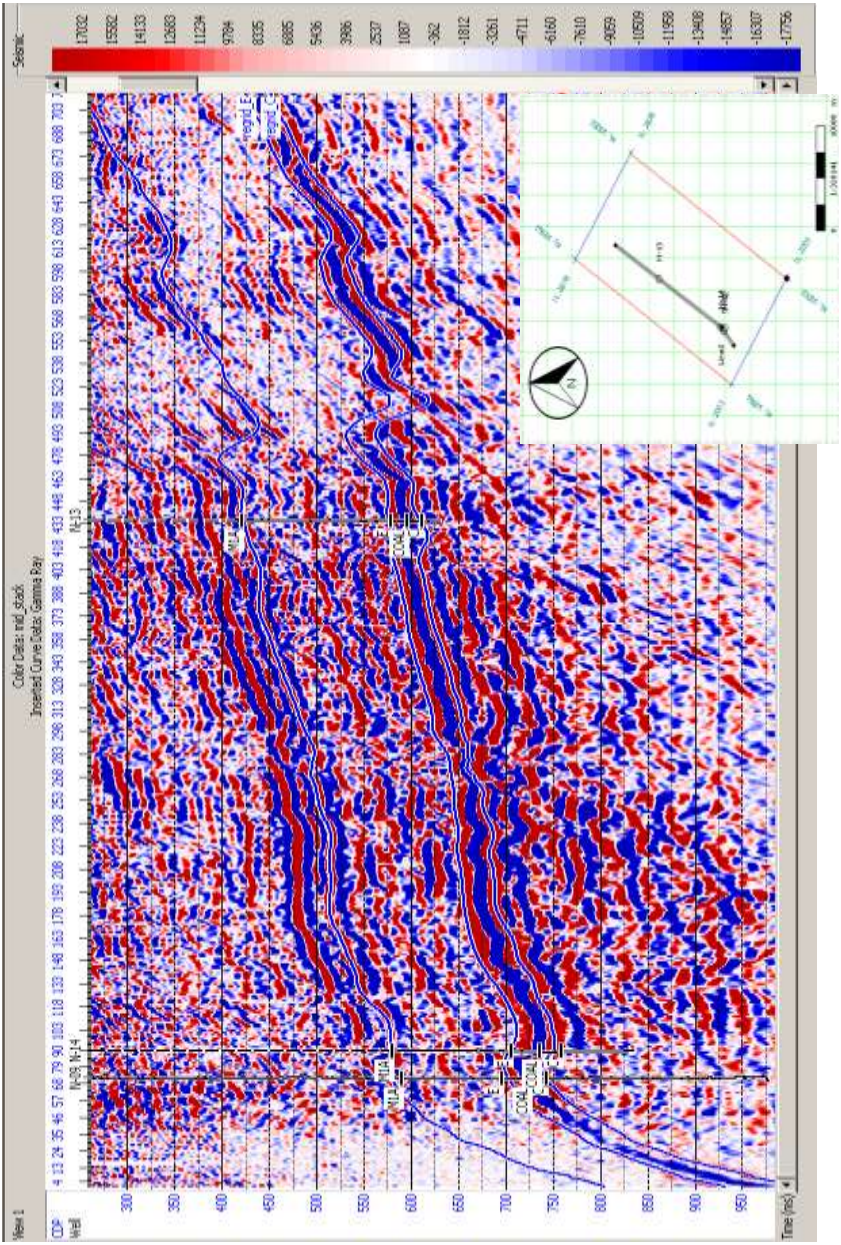
#### **3.4.1 Data Seismik 3D**

Data seismic yang digunakan dalam penelitian ini antara lain data seismic 3D PSTM (*Posti-Stack Time Migration*), Data seismic *partial stack*, yakni: *Near angle stack* (0-15°), *Mid angle stack* (13-28°), dan *Far angle stack* (25-40°) yang mempunyai kedalaman seismic dari 0-6000 milisekon dengan *sample rate* 2 milisekon. *Inline* 2003-2878 dan *crossline* 10002-10961 yang digunakan untuk proses inversi simultan.

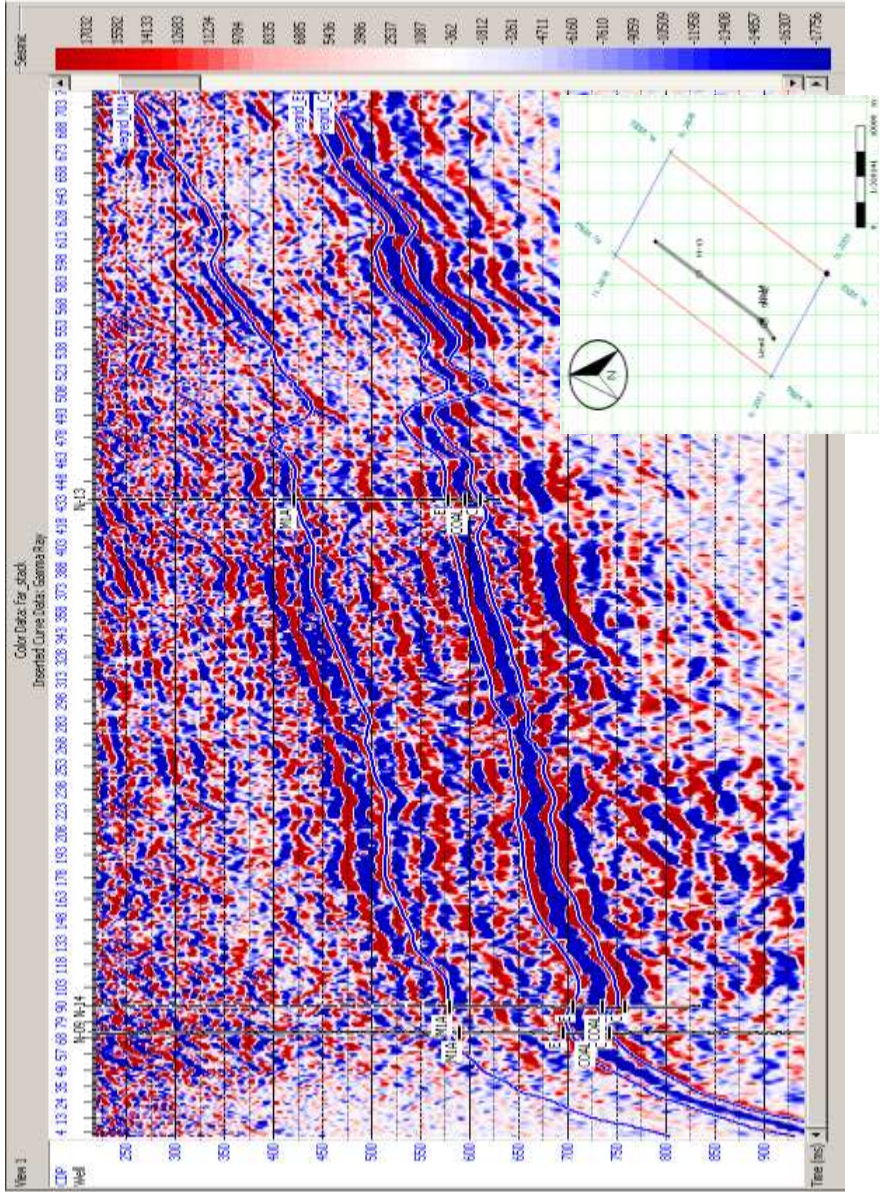


Gambar 3. 3 Penampang Seismik PSTM pada Arbitrary Line



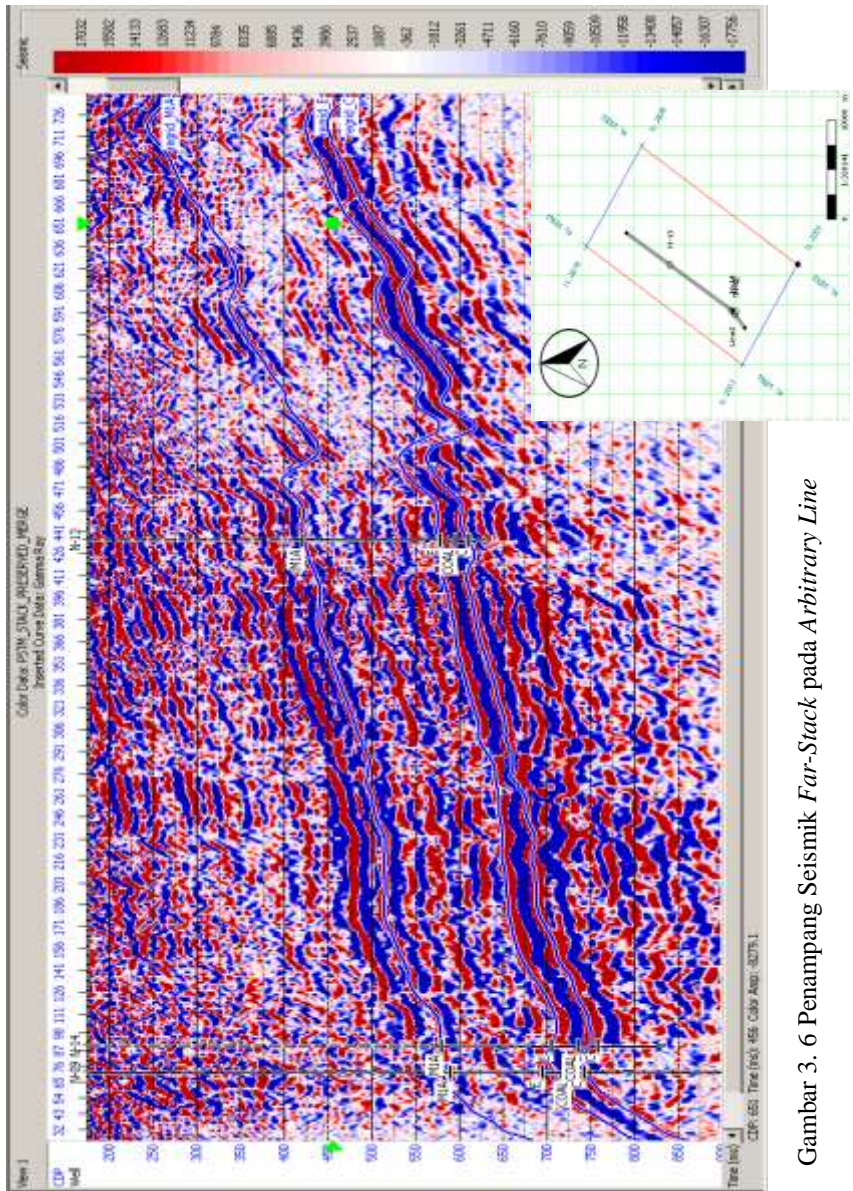


Gambar 3. 4 Penampang Seismik *Near-Stack* pada *Arbitrary Line*

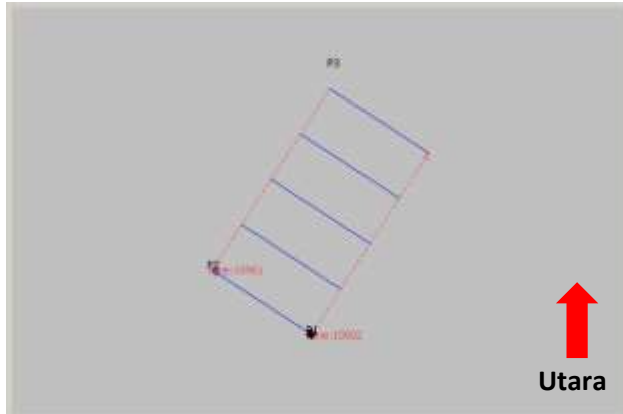


Gambar 3. 5 Penampang Seismik *Mid-Stack* pada *Arbitrary Line*





Gambar 3. 6 Penampang Seismik *Far-Stack* pada *Arbitrary Line*



Gambar 3. 7 Geometri *grid* data seismik lokasi penelitian

Tabel 3. 2 Detail data seismik lokasi penelitian

	<i>Inline</i>	<i>Crossline</i>
<b>Jumlah</b>	876	960
<b>Nomor Awal</b>	2003	10002
<b>Nomor Akhir</b>	2878	10961
<b>Increment</b>	1	1
<b>Spasi</b>	25	12.5
<b>Unit</b>	meter	
<b>Orientasi</b>	32.9°	

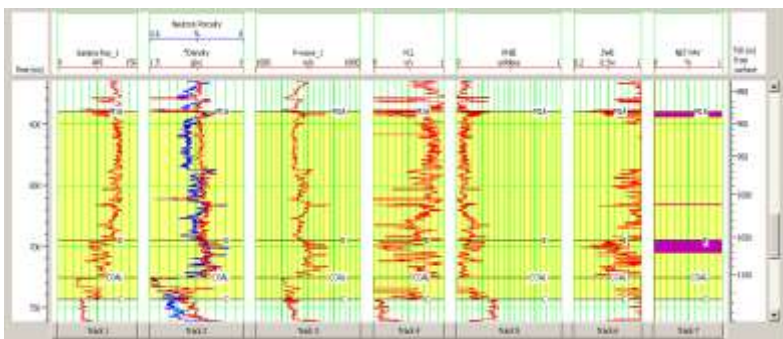
### 3.4.2 Data Sumur

Daerah penelitian adalah lapangan yang telah dikembangkan dan telah dilakukan beberapa pemboran sehingga terdapat potensi hidrokarbon. Pada penelitian ini dibutuhkan data log *P wave*, *S-wave*, densitas untuk menghasilkan beberapa parameter fisik batuan, *checkshot* digunakan untuk pengikatan data sumur dan seismik, serta data log *Gamma Ray*, *RHOB*, *NPHI*, *Volume Clay*, Saturasi (*Sw*), Porositas Total (*PHIT*), Porositas Efektif (*PHIE*), *net pay* dan *net res* untuk penentuan properti dari reservoir. Pada penelitian digunakan 3 Sumur, dengan detail kelengkapan log seperti pada tabel 3.3:

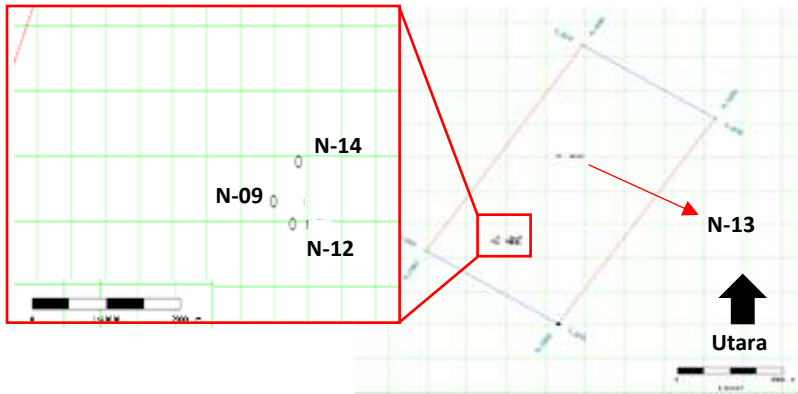
Tabel 3. 3 Sumur Penelitian Lapangan “N”

	N-09	N-12	N-13	N-14	B-169
<b>GR</b>	v	V	v	v	v
<b>RHOB</b>	v	v	v	v	v
<b>NPHI</b>	v	v	v	v	v
<b>Vp</b>	v	v	v	v	v
<b>Vs</b>	-	-	-	-	v
<b>VCL</b>	v	v	v	v	v
<b>PHIT</b>	v	-	v	v	v
<b>PHIE</b>	v	-	v	v	v
<b>SWT</b>	v	-	v	v	v
<b>SWE</b>	v	-	v	v	v
<b>CHECKSHOT</b>	v	-	-	-	-
<b>NET PAY</b>	v	-	v	v	-
<b>NET RES</b>	V	-	v	v	-

Dari tabel kelengkapan data log tersebut, sumur yang memenuhi kriteria adalah sumur N-09, N-13, dan N-14, Sehingga ketiga sumur tersebut digunakan pada penelitian. Namun perlu diketahui semua sumur pada lapangan “N” tidak memiliki data log *S-wave*, sehingga perlu dilakukan prediksi *S-wave*. Adapun sumur yang memiliki data log *S-wave* adalah B-169 sehingga sumur ini digunakan untuk prediksi log *S-wave*. Sumur N-12 digunakan untuk *blind-test* pada analisa hasil inversi dikarenakan N-12 merupakan sumur yang berproduksi.



Gambar 3. 8 Kelengkapan data Sumur N-09



Gambar 3. 9 Base Map Lapangan “N”

### 3.4.3 Data Checkshot

Data checkshot digunakan dalam proses pengikatan data sumur dengan seismik, sehingga dapat mengoreksi waktu tempuh data log.

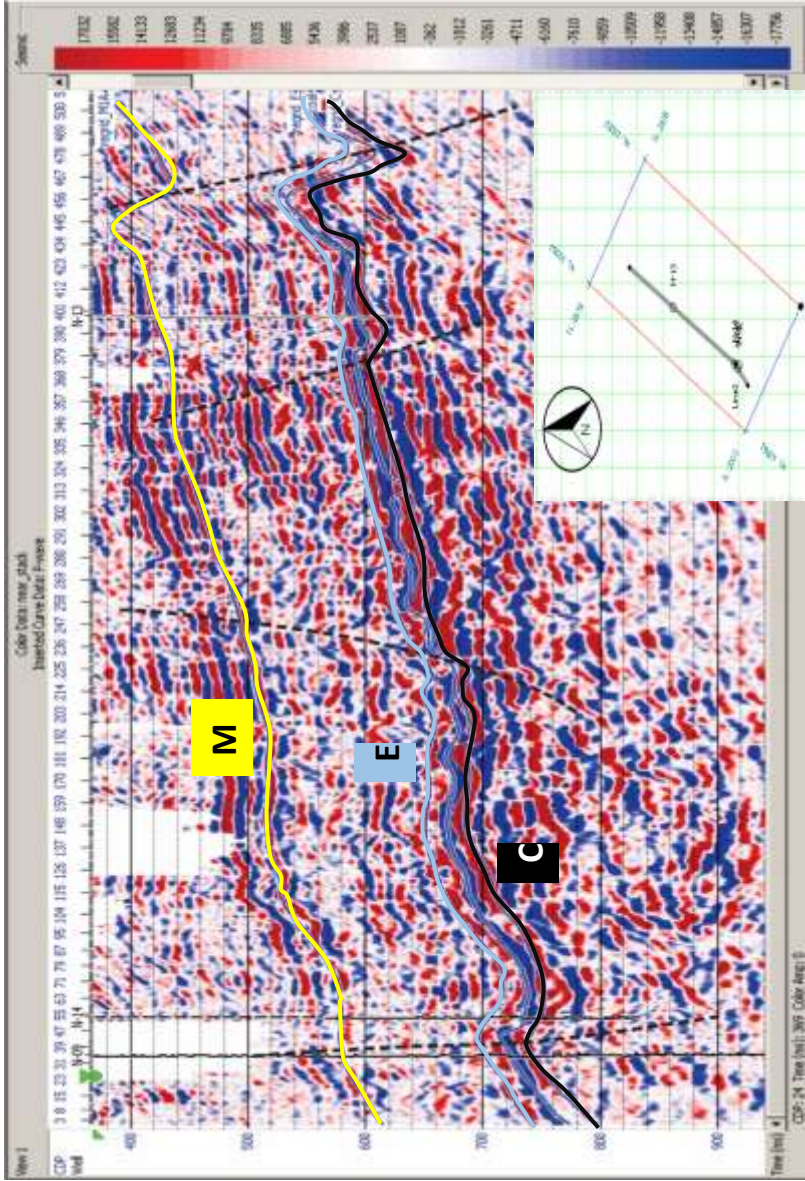
### 3.4.4 Data Marker dan Data Horizon

Data marker adalah data yang memberikan informasi dari suatu batas atas suatu formasi. Data marker digunakan untuk memperjelas zona target, dan digunakan untuk elektrofasi dan korelasi log. Sedangkan horizon adalah hasil interpretasi struktur dari zona target. Data marker dan data horizon pada penelitian ini berasal dari teknisi G&G perusahaan. Data marker yang digunakan pada penelitian ini adalah Top M1A, Top E, Top Batubara, dan Top C. Data Horizon yang digunakan pada penelitian ini adalah Horizon M1A, E, dan C.

Tabel 3. 4 Letak Kedalaman Data Marker tiap sumur yang dimulai dari Kelly Bushing

Sumur	Top M1A (MD)	Top E (MD)	Top Batubara (MD)	Top C (MD)
N-09	901.04	1079	1127	1142.02
N-12	909.66	1101.59	1144.92	1158.75
N-13	646.63	847.29	908.35	966.39
N-14	921	1114.22	1156.26	1171.71



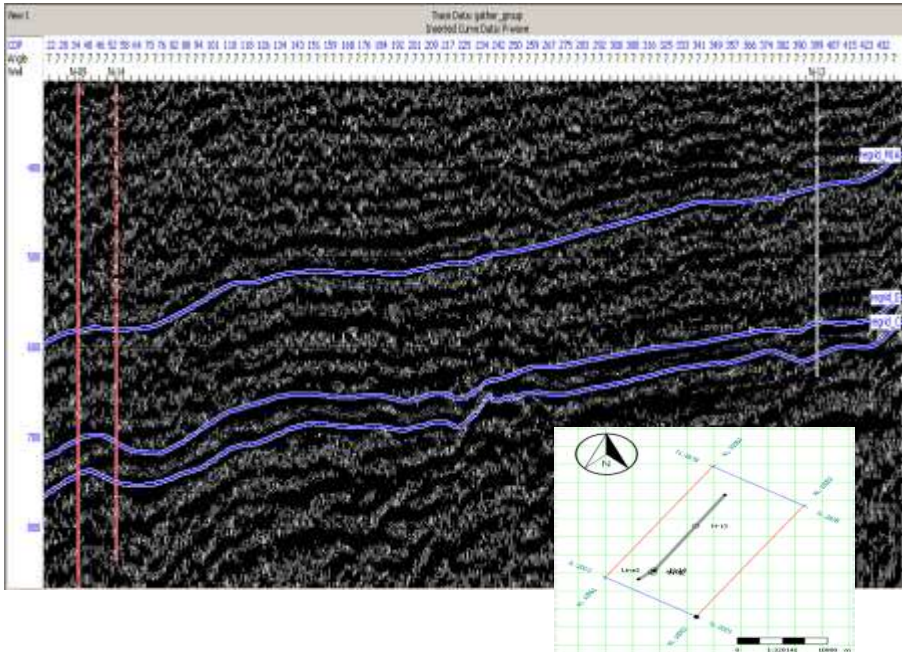


Gambar 3. 10 Data Interpretasi Horizon lapisan MIA, E dan C beserta interpretasi patahan

### 3.5 Pengolahan Data

#### 3.5.1 Pembuatan *Angle Gather*

Pembuatan *angle gather* bertujuan untuk melihat respon kenaikan amplitudo terhadap rentang sudut datang yang berbeda. *Angle Gather* juga merupakan input data seismik yang digunakan pada proses Inversi Simultan. Pembuatan *angle gather* dilakukan dengan software HRS 10.02 dengan input volume dari ketiga data seismik *partial stack* yakni *near-stack*, *mid-stack*, dan *far-stack*. Adapun parameter sudut yang dimasukkan dalam membuat *angle-gather* adalah sudut tengah dari setiap *partial stack*.



Gambar 3. 11 Hasil Pembuatan *Angle Gather*

#### 3.5.2 Estimasi *Wavelet* dan *Well Seismic Tie*

*Wavelet* adalah sinyal transien yang memiliki amplitudo dan interval waktu yang terbatas. Hasil estimasi *wavelet* digunakan sebagai input penting dalam algoritma inversi simultan dan pembuatan sintetik seismogram, yang digunakan untuk *well seismic tie*.

Pada penelitian ini pembuatan *wavelet* dilakukan secara statistical dengan 3 sudut yang berbeda sesuai dengan masing-masing sudut dari data seismik *partial stack*, yakni *near-stack*, *mid-stack*, dan *far-stack*. Metode

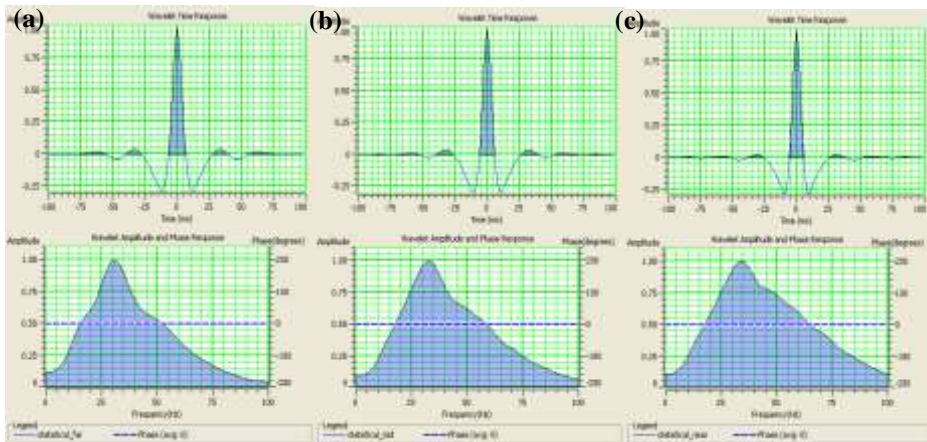
statistical digunakan karena metode ini akan menghasilkan *wavelet* dengan parameter fase, amplitudo, dan frekuensi yang paling mirip dengan data seismik. Adapun dibuat 3 *wavelet* dengan sudut dari masing-masing data seismik *partial stack* dikarenakan pada masing-masing angle stack memiliki karakteristik parameter berbeda sehingga pada algoritma inversi simultan, *wavelet* menjadi input yang dependen sesuai dengan sudutnya. Hal ini bertujuan untuk mengurangi *noise* dan masalah non-unique pada hasil inversi.

*Well seismic tie* adalah proses pengikatan data sumur dengan data seismik. Proses ini dilakukan untuk menyamakan domain sumur dengan data seismik, sehingga tujuan akhir dari proses pengikatan ini adalah mengetahui posisi marker geologi secara tepat pada data seismik. Namun karena data horizon sudah tersedia, tujuan utama dalam proses well tie pada penelitian ini adalah menyamakan domain sumur dengan seismik, dengan dasar korelasi yang baik antara seismogram sintetik dengan seismik asli. Adapun proses well tie ini juga dipengaruhi oleh hasil estimasi *wavelet*, oleh karena itu pembuatan estimasi *wavelet* juga dilakukan *trial and error* pada parameter taper length, fase, dan panjang gelombang dari *wavelet* sehingga didapatkan nilai korelasi yang tinggi.

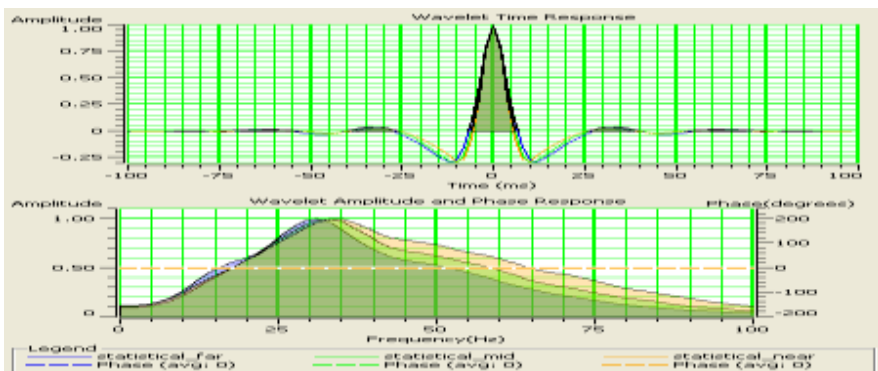
Ketiga *wavelet* diekstrak dari data seismik angle gather pada daerah target yakni interval top M1A -20 ms hingga top C +50 ms dengan panjang gelombang 200 ms dan panjang taper 25 ms. Masing-masing *wavelet* memiliki sudut insiden yang berbeda sesuai dengan masing-masing sudut pada *partial stack*.

Tabel 3. 5 Spesifikasi *wavelet*

Tipe <i>Wavelet</i>	Near	Mid	Far
<i>Window</i> Ekstraksi	Top M1A -20 ms s/d Top C +50 ms		
length	200 ms		
Panjang Taper	25 ms		
Rotasi Fase	0		
Polaritas	Normal		
Sudut Insiden	11,17	19,50	27,83



Gambar 3. 12 Wavelet hasil ekstrak dari seismik angle gather (a) Wavelet far, (b) Wavelet mid, (c) Wavelet near



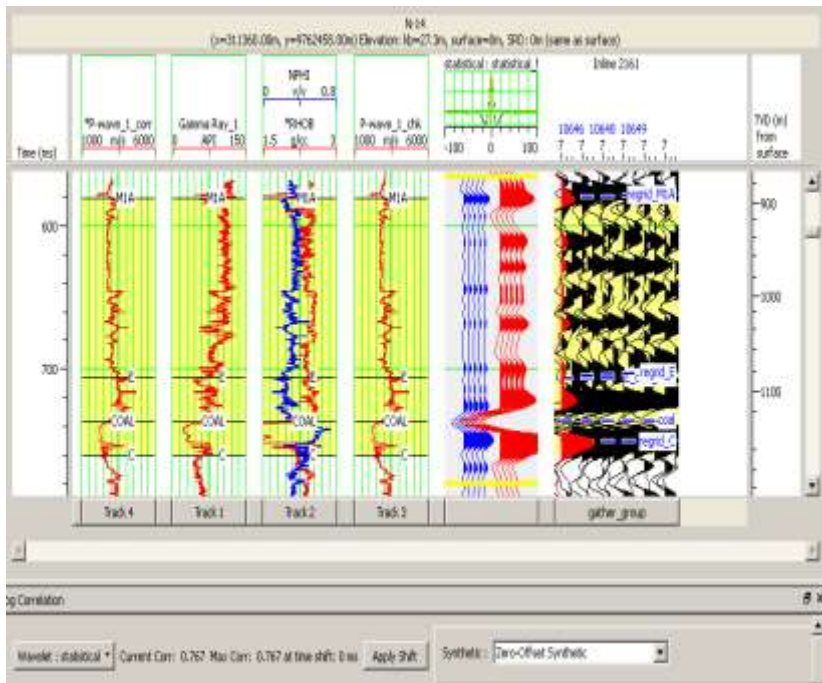
Gambar 3. 13 Perbandingan frekuensi dan amplitude pada masing-masing

Setelah dilakukan checkshot correction pada setiap sumur, dilakukan *well-seismic tie* dengan menggunakan *group statistical wavelet*, yakni pengelompokan 3 *wavelet* near, mid dan far. Hal ini dilakukan karena pada proses pembuatan model inversi juga dimasukkan 3 *wavelet*, sehingga hasil korelasi *well tie* menjadi realistis terhadap hasil inversi. Interval *window well seismic tie* berada pada Top M1A -20 ms hingga Top C +50 ms. Nilai korelasi masing-masing sumur terdapat pada tabel 3.6.



Tabel 3. 6 Korelasi Well Seismic Tie setiap sumur

Sumur	Current Correlation	Time Shift
N-09	0,637	0 ms
N-13	0,752	0 ms
N-14	0,767	0 ms



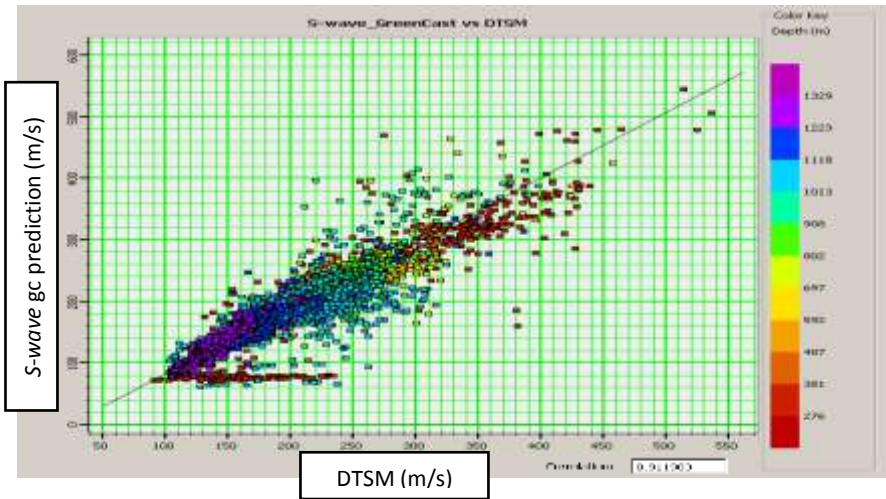
Gambar 3. 14 Hasil Well to Seismic Tie pada Sumur N-14 dengan korelasi 0.767

### 3.5.3 Prediksi Log Gelombang S

Dalam proses inversi simultan diperlukan log *shear wave* ( $V_s$ ), namun dalam pada lapangan “N” tidak terdapat log  $V_s$  sehingga perlu dilakukan prediksi dengan beberapa pendekatan. Pendekatan ini dilakukan pada sumur B-169 yang berada pada lapangan lain yang memiliki log *shear wave* pengukuran. Perlu digaris bawahi bahwa lapangan tersebut masih satu formasi dengan lapangan “N” dan memiliki batas marker yang sama. Dalam penelitian ini, penulis membuat prediksi log *shear wave* dengan 2 pendekatan yang berbeda, yakni dengan persamaan 2.13 yakni metode Greenberg-Castagna dan persamaan 2.18 metode Xu-White. Setelah didapatkan 2 prediksi log *shear wave* dengan pendekatan yang berbeda, masing-masing hasil prediksi log *shear*

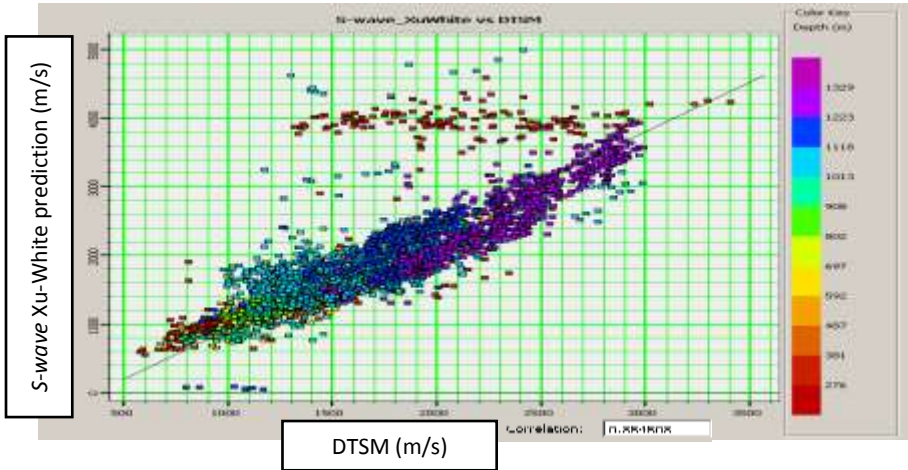
wave dikorelasikan dengan *Shear wave* pengukuran, sehingga metode yang memiliki hasil *shear wave* prediksi dengan korelasi yang tertinggi akan digunakan dalam prediksi *shear wave* pada sumur penelitian di lapangan “N”.

Setelah didapatkan hasil prediksi log Vs untuk setiap metode, dilakukan korelasi dengan log *shear wave* pengukuran seperti pada gambar 3.15. Dari hasil korelasi, didapatkan *shear wave* prediksi dengan metode Greenberg-castagna memiliki korelasi yang lebih baik, yakni 0,911, dibandingkan dengan metode Xu-white yang memiliki korelasi sebesar 0,854. Sehingga digunakan metode Greenberg-castagna untuk prediksi *shear wave* pada sumur di lapangan “N”.



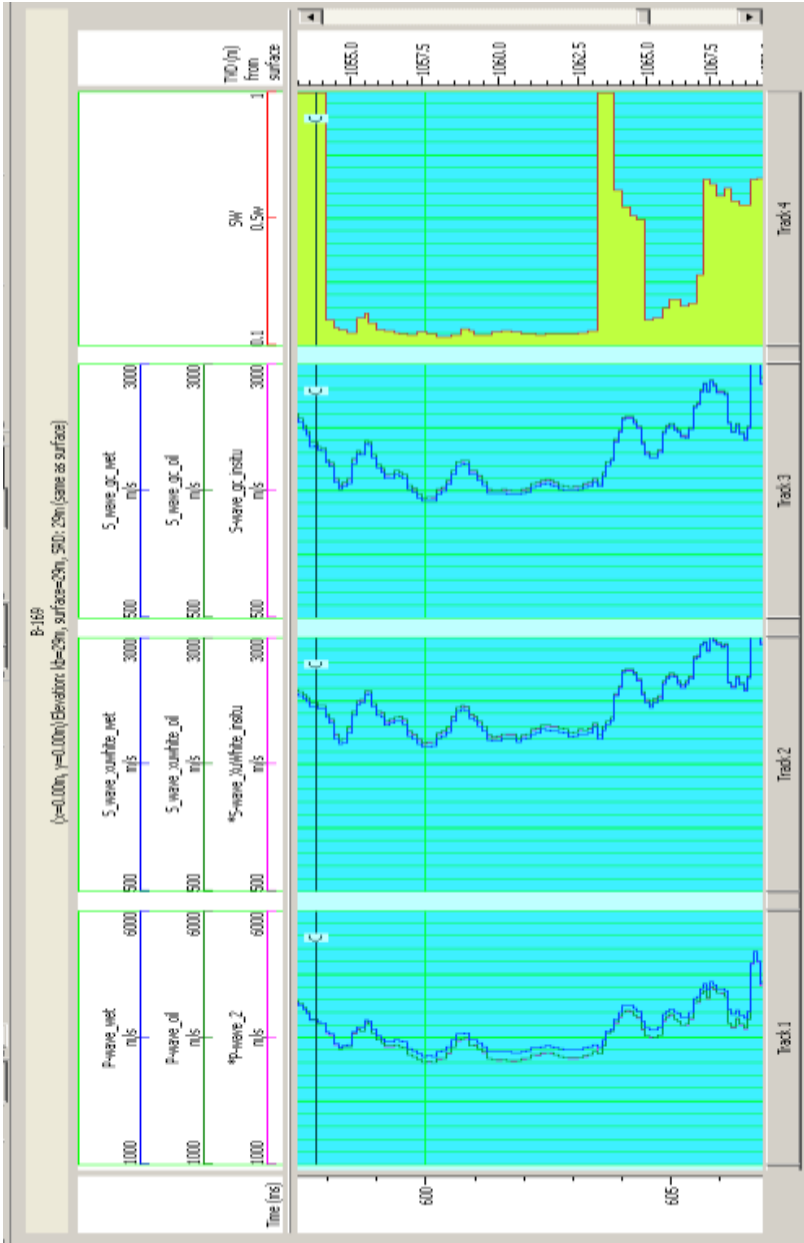
Gambar 3. 15 Hasil korelasi log *shear wave* prediksi dengan log *shear wave* pengukuran Metode Greenberg-Castagna

Untuk prediksi log *shear wave* dengan metode Greenberg-Castagna, digunakan input P-wave terkoreksi yang tersaturasi 100%. Hal ini dilakukan karena pada metode Greenberg-Castagna, model batuan yang digunakan untuk input P-wave adalah *wet sandstone*. Sehingga dilakukan *fluid replacement modeling* untuk mendapatkan *shear wave* hasil Greenberg-castagna dengan saturasi insitu.

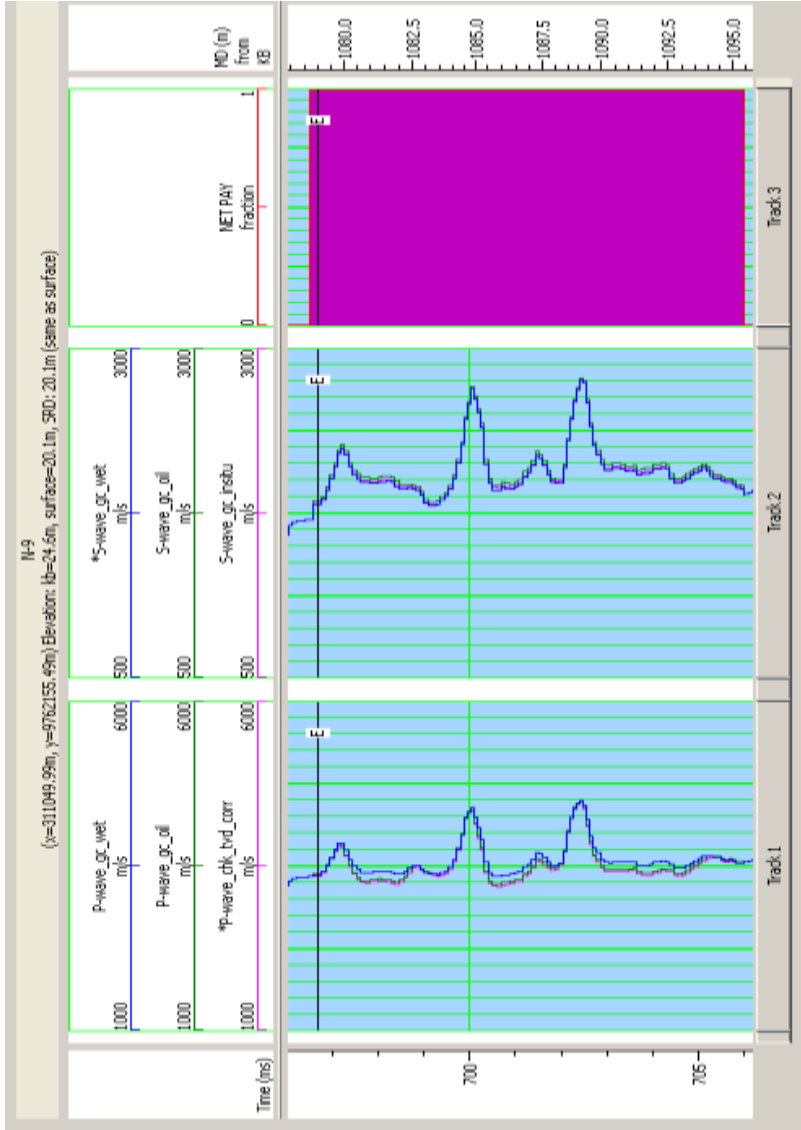


Gambar 3. 16 Hasil korelasi log *shear wave* prediksi dengan log *shear wave* pengukuran Metode Xu-White

Hasil prediksi log *shear wave* diperlukan *Quality Control*. *Shear wave* memiliki sifat yang tidak bisa melewati fluida, sehingga kurva pada log *shear wave* tidak akan berubah apabila parameter tersebut dilakukan skenario tersaturasi air 100% dan tersaturasi minyak 100%. Skenario permodelan ini dilakukan dengan metode *fluid replacement modeling*. Setelah dilakukan skenario tersaturasi fluida, log *shear wave* hasil prediksi tidak mengalami perubahan kurva pada semua sumur penelitian seperti pada gambar 3.17 dan 3.18. Pada Gambar 3.17 Terlihat bahwa terjadi perubahan kurva pada log P-wave setelah dilakukan skenario tersaturasi 100% air dan tersaturasi 100% minyak. Terlihat bahwa P-wave insitu pada gambar 3.18 berhimpitan dengan P-wave skenario tersaturasi 100% minyak, hal ini disebabkan P-wave insitu berada pada zona *pay*.



Gambar 3. 17 *Quality Control* Hasil Prediksi Log Shear wave pada B-169 yang menunjukkan kesesuaian dengan teori.



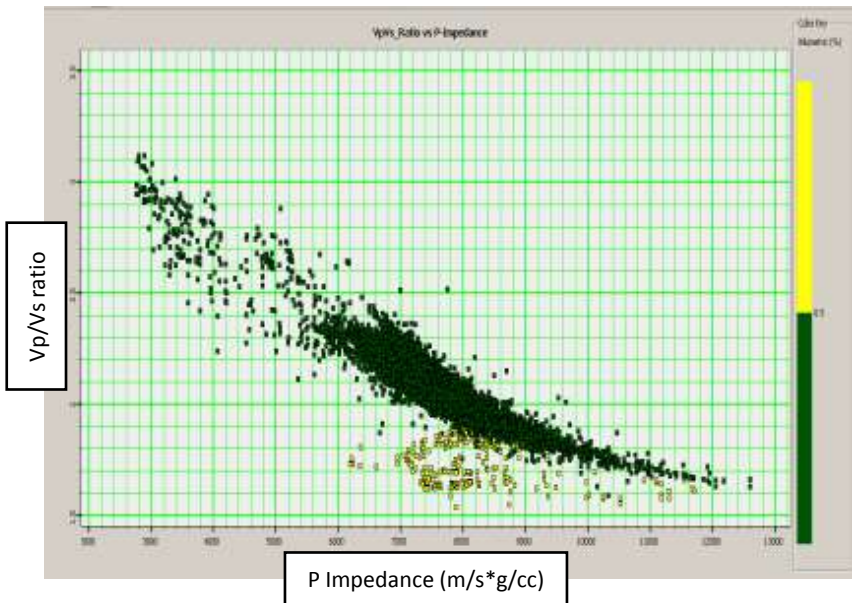
Gambar 3. 18 Quality Control Hasil Prediksi Log Shear wave pada N-09 yang menunjukkan kesesuaian dengan teori.

### 3.5.4 Analisa Sensitivitas

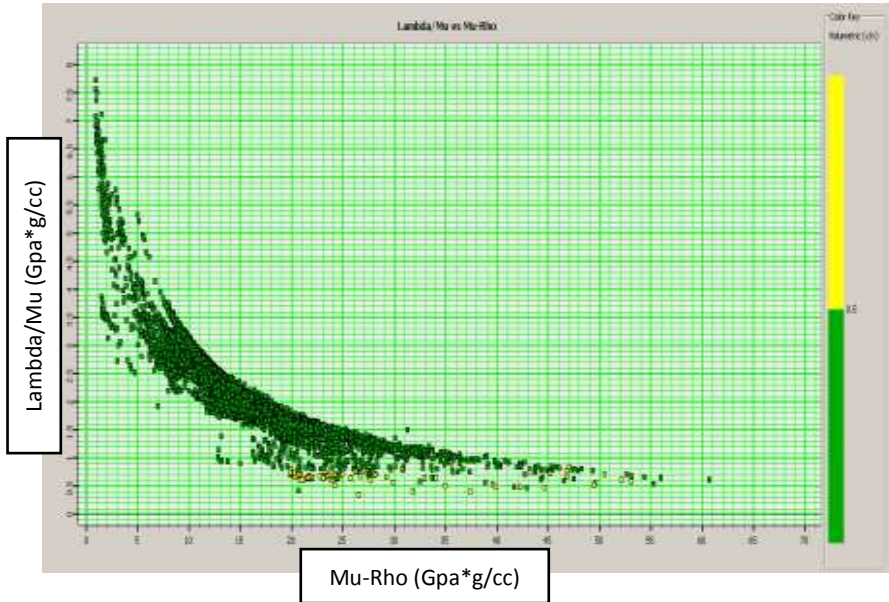
Pada penelitian ini dilakukan *crossplot* parameter fisis untuk mendeterminasi fluida hirokarbon pada zona target. Untuk mendeterminasi fluida hidrokarbon, perlu didapatkan parameter yang sensitif terhadap fluida hidrokarbon, sehingga didapatkan nilai *cut-off* parameter sensitif tersebut untuk mengetahui *range* harga dari parameter sensitif terhadap fluida hidrokarbon.

Sebelum melakukan analisa sensitivitas, dilakukan transformasi log untuk mendapatkan parameter tertentu, antara lain P-impedance dengan menggunakan persamaan (2.8), S-impedance dengan persamaan (2.9), Lambda-Rho dengan persamaan (2.11), Mu-Rho dengan persamaan (2.12), dan Lambda/Mu dengan persamaan (2.33).

Dari *Crossplot* parameter Akustik Impedance (AI) vs  $V_p/V_s$  dengan attribut warna *pay net* didapatkan bahwa parameter akustik impedance tidak sensitif terhadap fluida hidrokarbon seperti pada gambar 3.19. Sedangkan dari *crossplot* parameter lambda/mu vs Mu-Rho pada gambar 3.20 terlihat bahwa lambda/mu sensitif terhadap fluida hidrokarbon.



Gambar 3. 19 *Crossplot* AI vs  $V_p/V_s$  dalam *color key Net Pay* pada semua sumur

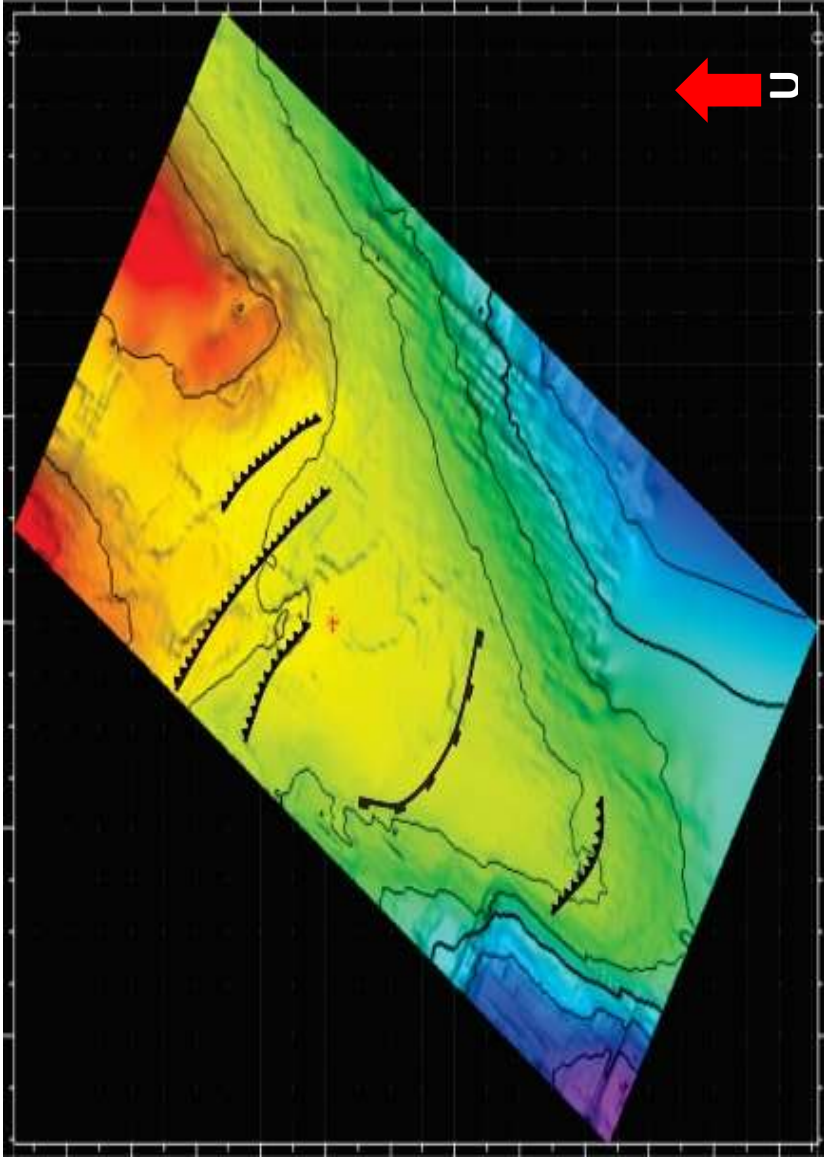


Gambar 3. 20 *Crossplot* Mu-Rho vs Lambda/Mu dalam *color key Net Pay* pada semua sumur

### 3.5.5 Pemetaan Struktur Domain Waktu

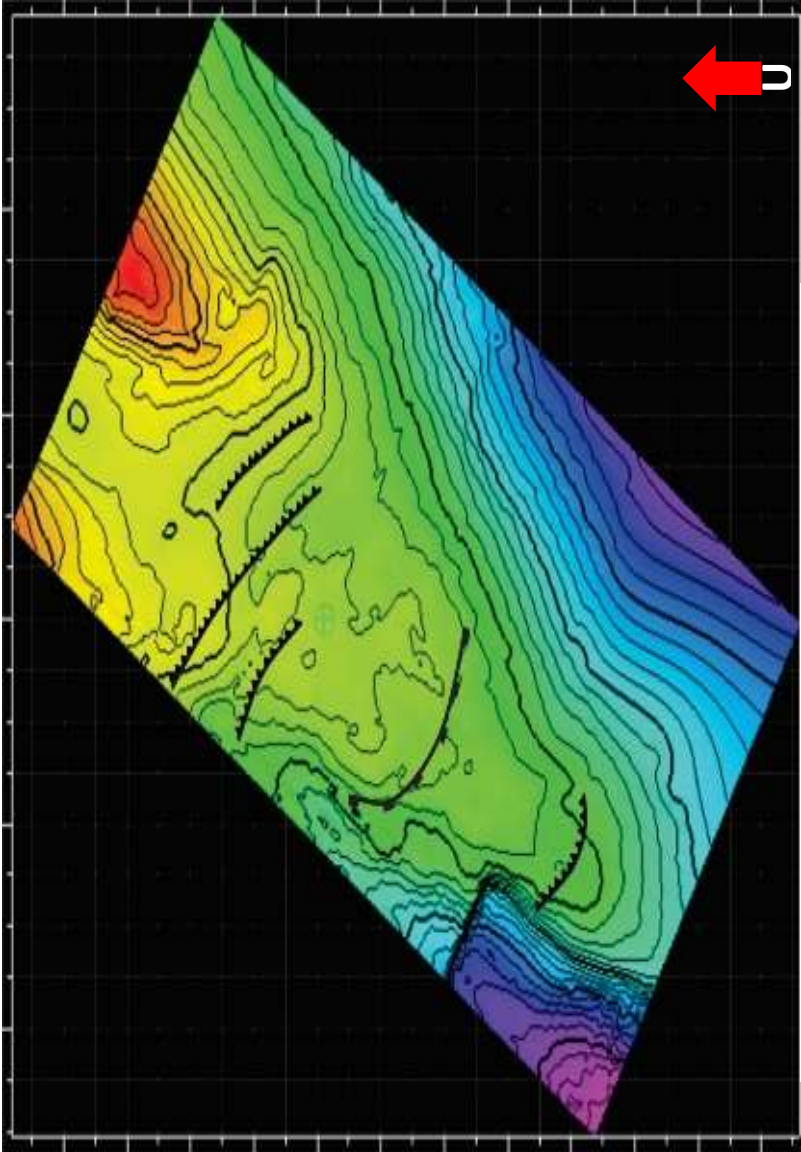
Pada tahap ini pemetaan struktur domain waktu dilakukan dengan metode gridding untuk mendapatkan peta hasil interpolasi. Digunakan smoothing dengan perhitungan mean bernilai 10 untuk *inline* dan *crossline*. Horizon yang digunakan untuk peta struktur domain waktu adalah Zona M1A, E dan C.



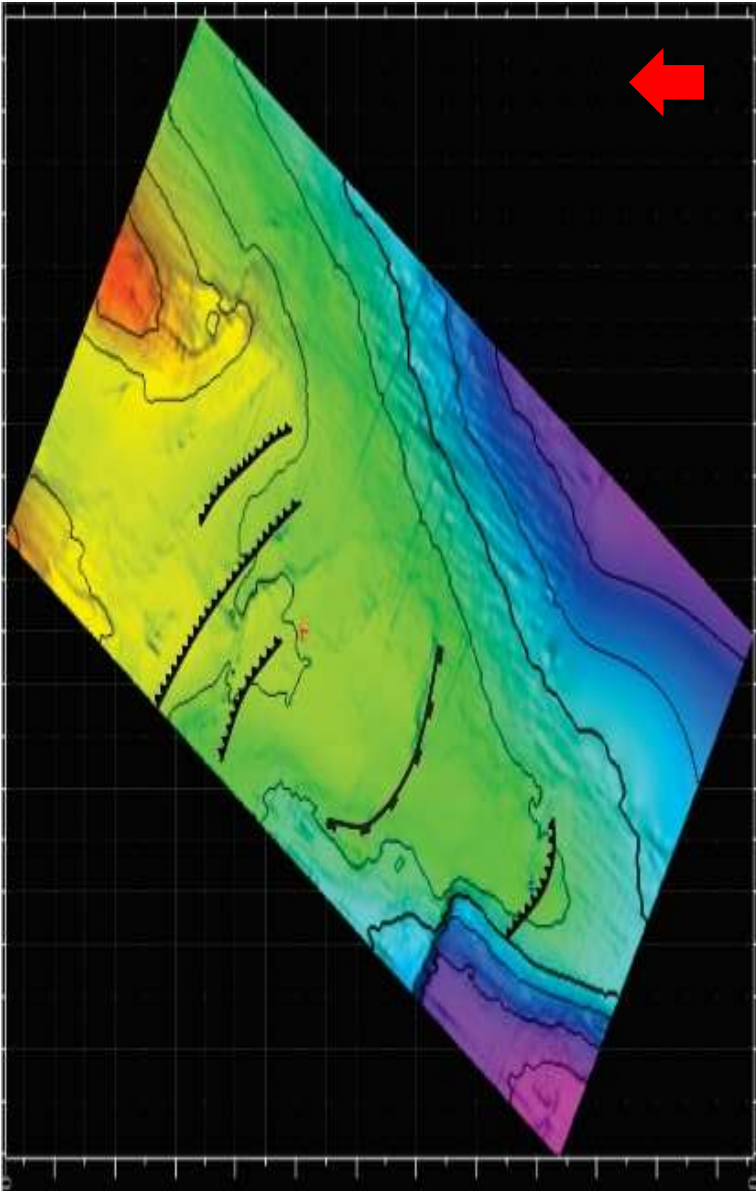


Gambar 3. 21 Peta Struktur Domain Waktu top MIA





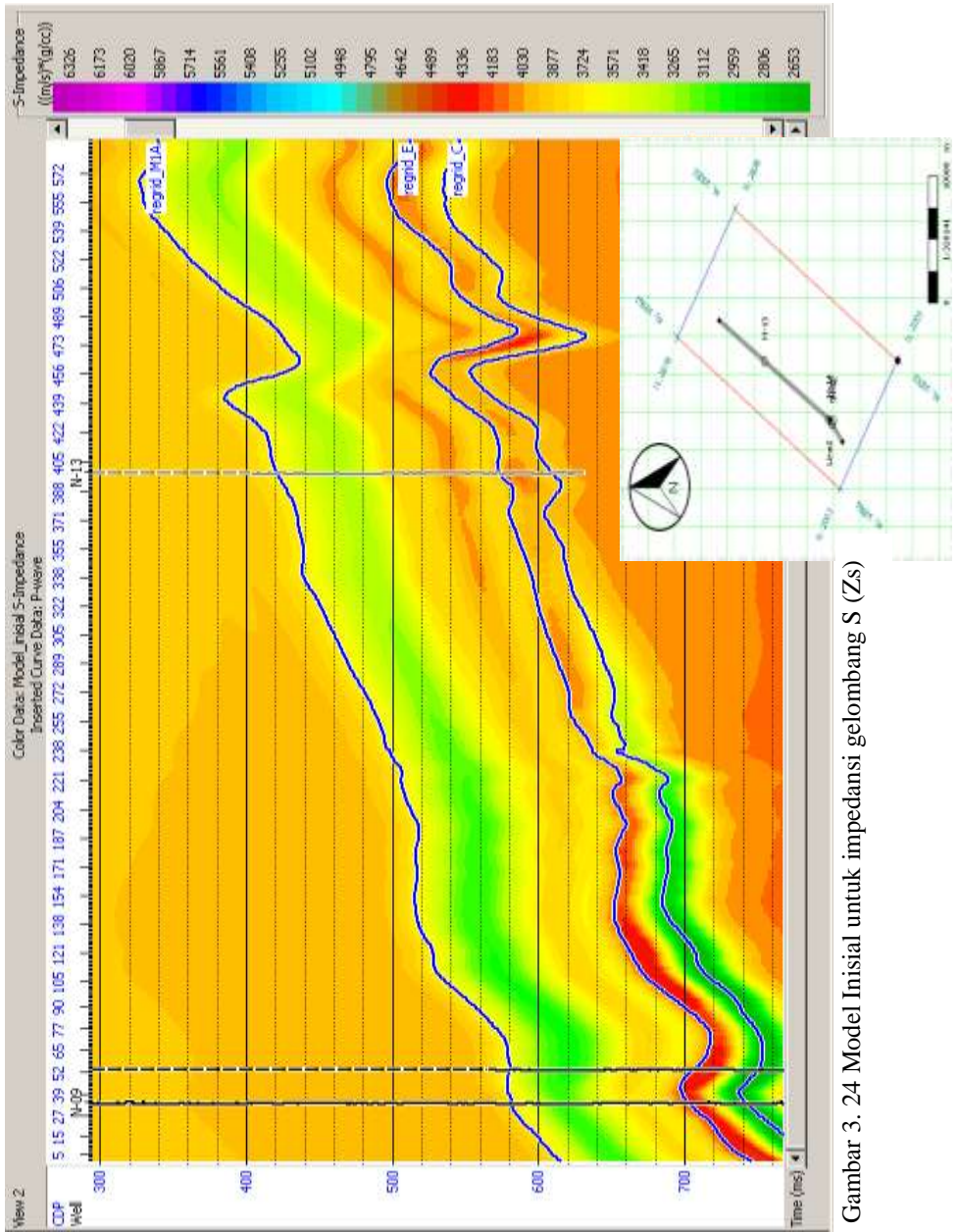
Gambar 3. 22 Peta Struktur Domain Waktu top E



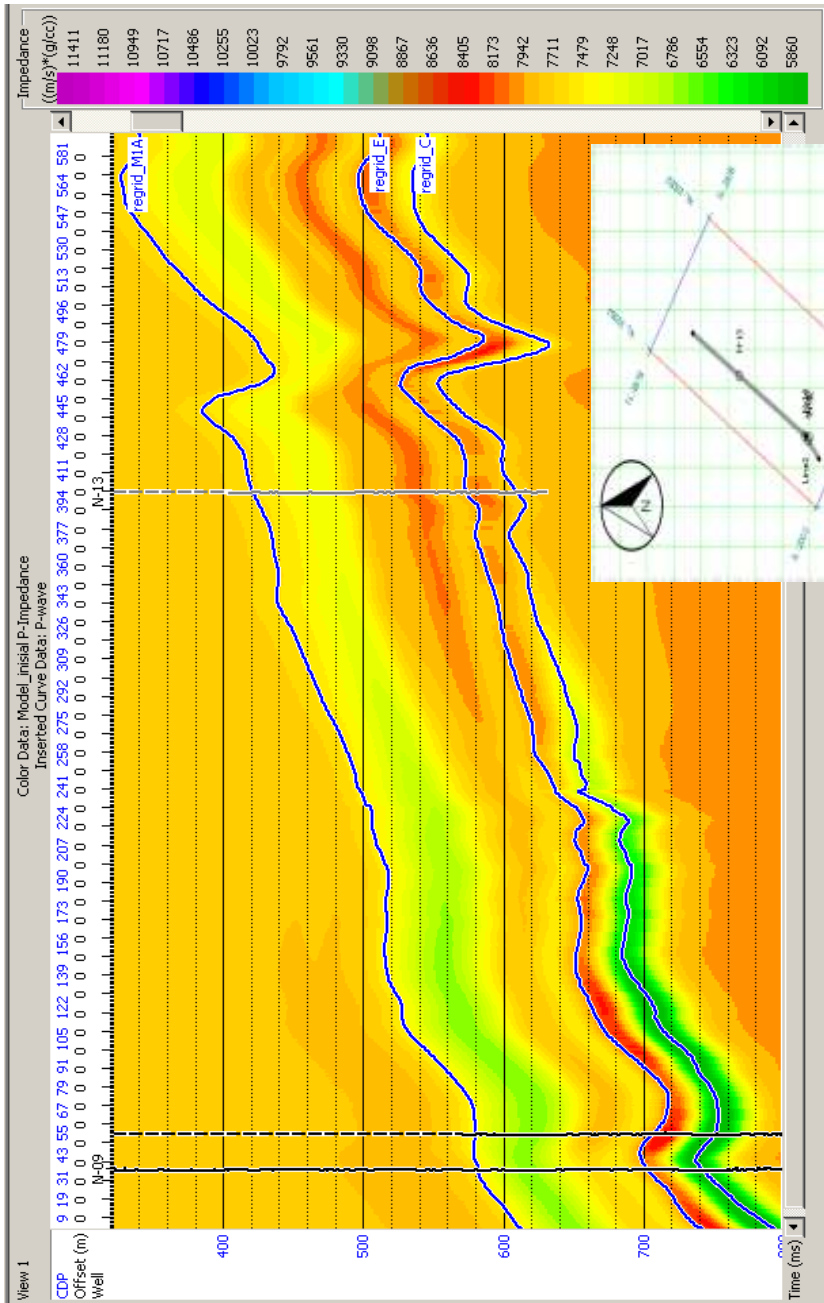
Gambar 3. 23 Peta Struktur Domain Waktu top C

### 3.5.6 Model Inisial

Model Inisial atau model awal adalah model geologi awal yang dibentuk berdasarkan proses interpolasi dan ekstrapolasi log sumur impedansi P ( $Z_p$ ), Impedansi S ( $Z_s$ ) dan Densitas dengan volume yang dibatasi oleh data horizon. Untuk mendapatkan model yang optimal, dilakukan high cut frekuensi pada *range* 1-30 Hz karena terjadi penurunan spectrum amplitude pada *range* tersebut. Adapun frekuensi dominan pada data seismik zona target sebesar 33-35 Hz. Penurunan spectrum amplitude dan frekuensi dominan dapat dilihat pada gambar 3.13. Data seismik yang digunakan untuk membuat volume model inisial adalah angle gather, dengan input data sumur untuk proses interpolasi dan ekstrapolasi model impedansi adalah sumur N-09, N-13, dan N-14. *Wavelet* yang digunakan untuk proses pembuatan model inisial adalah *wavelet* statistical\_near, statistical\_mid, dan statistical\_far. *Window* untuk *range* volume model inisial dari Horizon M1A -20 ms hingga Horizon C +50ms.

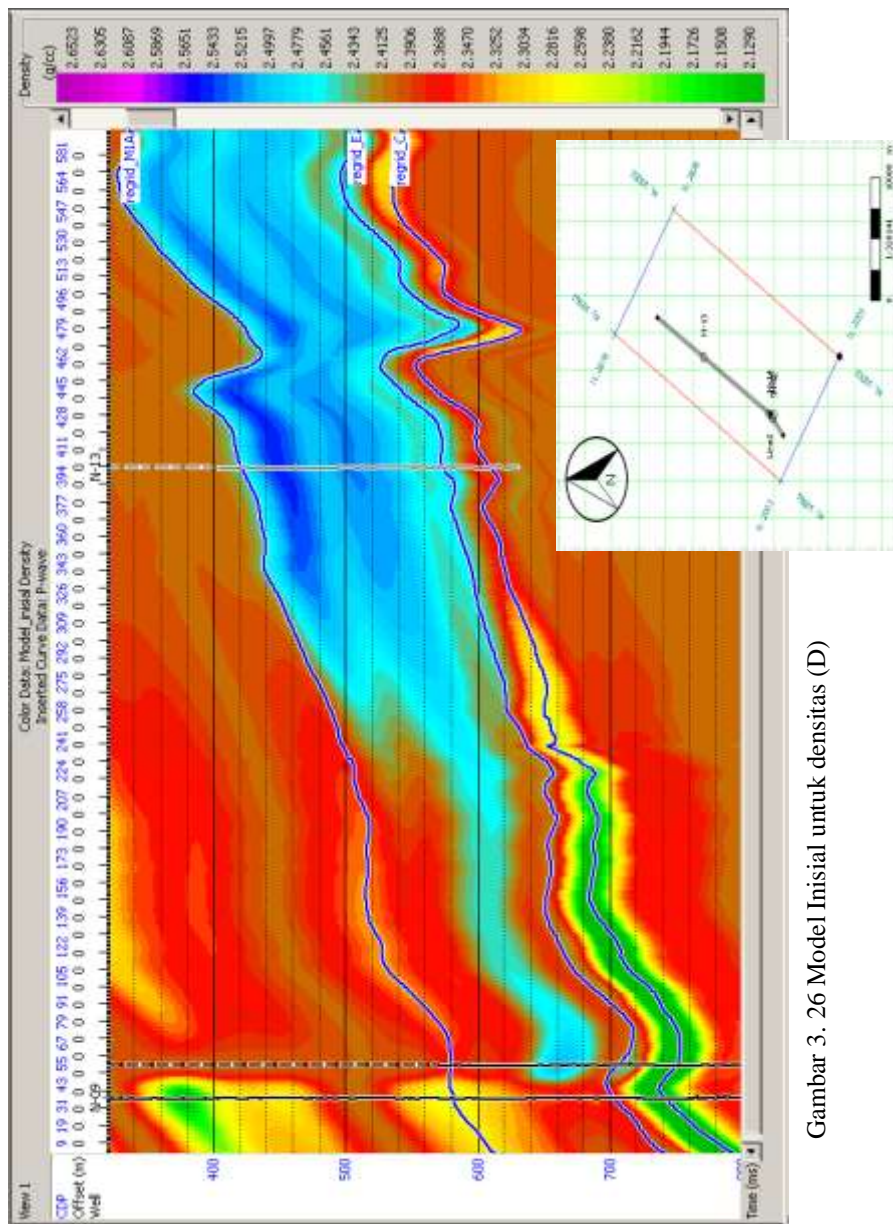


Gambar 3. 24 Model Inisial untuk impedansi gelombang S (Zs)



Gambar 3. 25 Model Inisial untuk impedansi gelombang P (Zp)

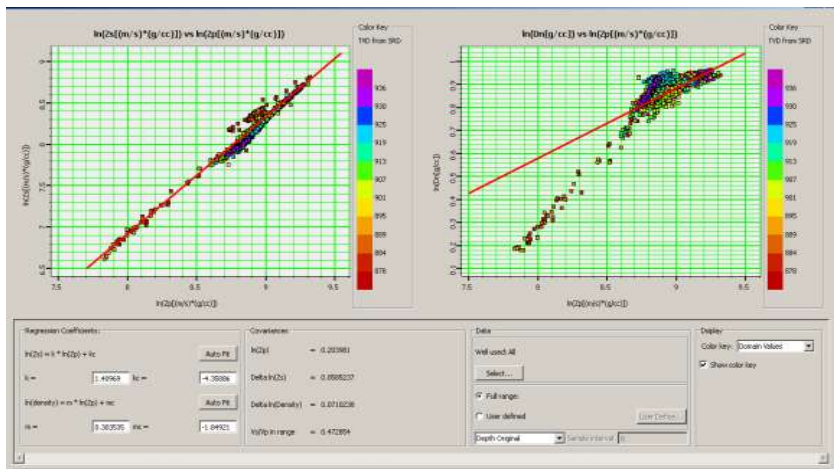




Gambar 3. 26 Model Inisial untuk densitas (D)

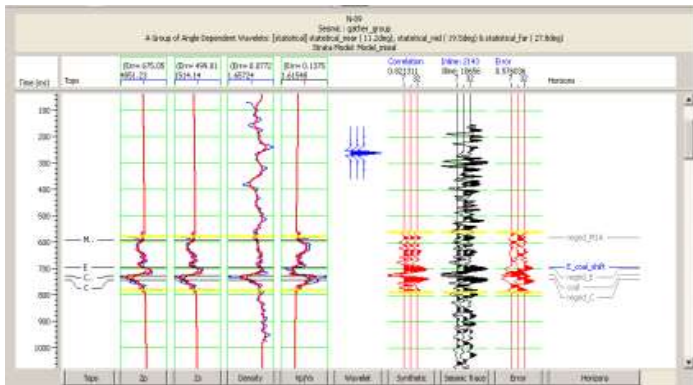
### 3.5.7 Analisa Pre-Inversi

Analisa Pre-Inversi bertujuan untuk menjadi tolok ukur kualitas hasil inversi secara cepat, dengan membandingkan log dan trace hasil inversi terhadap data sebenarnya, sebelum proses inversi yang sebenarnya dilakukan. Analisa Pre-Inversi juga berfungsi untuk mendapatkan parameter inversi simultan  $k$ ,  $kc$ ,  $m$ ,  $mc$  dengan mencari koefisien regresi hubungan linier Impedansi P dengan impedansi S dan impedansi P dengan densitas. Penentuan koefisien regresi dilakukan melalui *crossplot*  $\ln(Z_p)$  dengan  $\ln(Z_s)$ , dan  $\ln(Z_p)$  dengan  $\ln$  Densitas. Koefisien regresi tersebut akan menghasilkan trend garis linier regresi  $k$ ,  $kc, m, mc, \Delta L_s, \Delta L_D$ , yang akan dimasukkan pada persamaan algoritma inversi simultan yakni persamaan 2.29 dan 2.30.

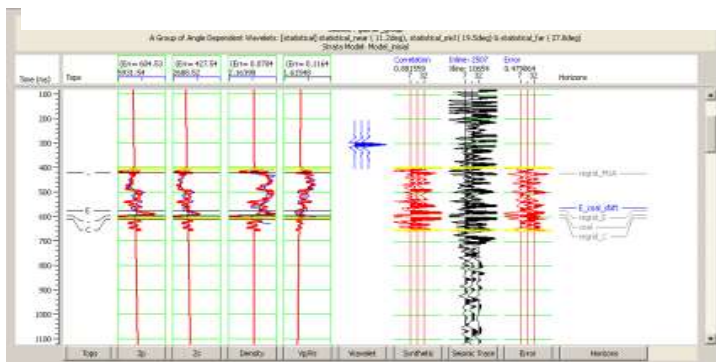


Gambar 3. 27 Analisis Pre-inversi Simultan untuk menunjukkan tren linier garis regresi sehingga didapatkan parameter yang optimal.

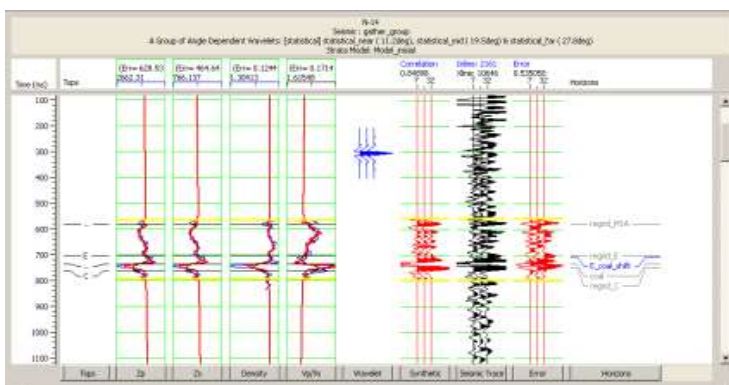
Setelah didapatkan koefisien tersebut, terbentuklah analisa inversi seperti pada gambar 3.28 untuk sumur N-09, 3.29 untuk sumur N-13 dan 3.30 untuk sumur N-14, yakni membandingkan log hasil inversi terhadap log original dan mengkorelasikan trace data seismik hasil inversi dengan seismik asli. Dari analisa inversi inilah didapatkan korelasi yang baik untuk korelasi seismik pada sumur N-09 dengan korelasi 0,821, N-13 dengan korelasi 0,881, dan N-14 dengan korelasi 0,848. Adapun korelasi log hasil inversi terhadap log original secara keseluruhan dapat dilihat pada gambar 3.31, yang menunjukkan korelasi yang baik yakni 0,850 untuk korelasi log impedansi P dan 0,844 untuk korelasi log impedansi S.



Gambar 3. 28 Hasil Analisa pre-inversi simultan pada Sumur N-09

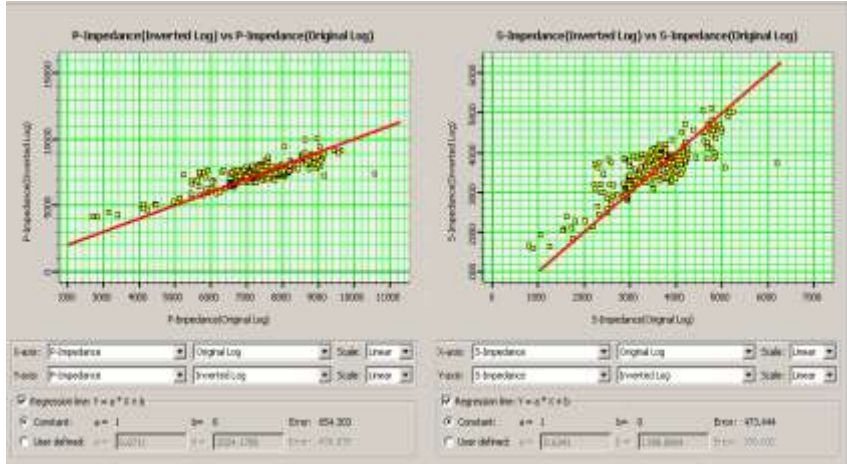


Gambar 3. 29 Hasil Analisa pre-inversi simultan pada Sumur N-13



Gambar 3. 30 Hasil analisa pre-inversi simultan pada sumur N-14



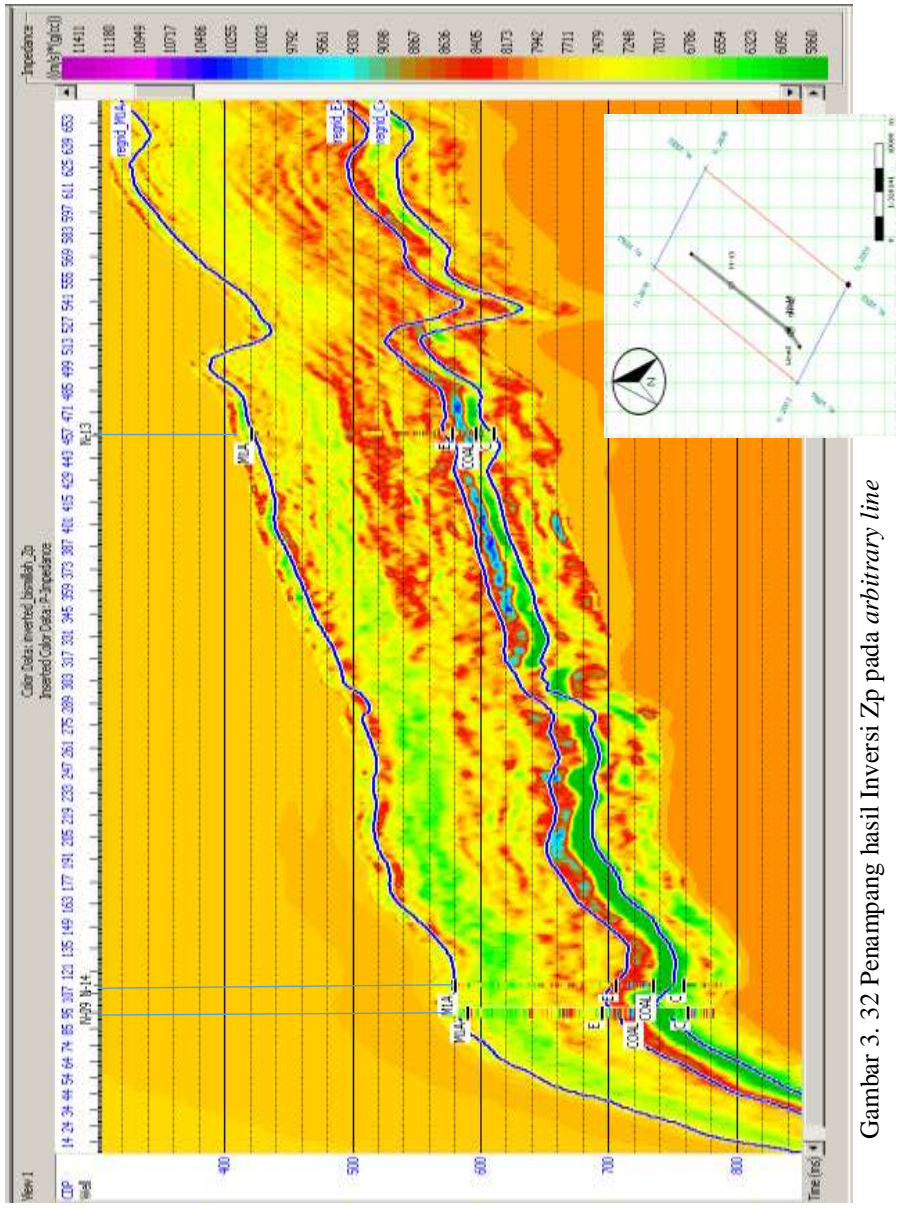


Gambar 3. 31 Hasil analisa korelasi log inversi dengan log original

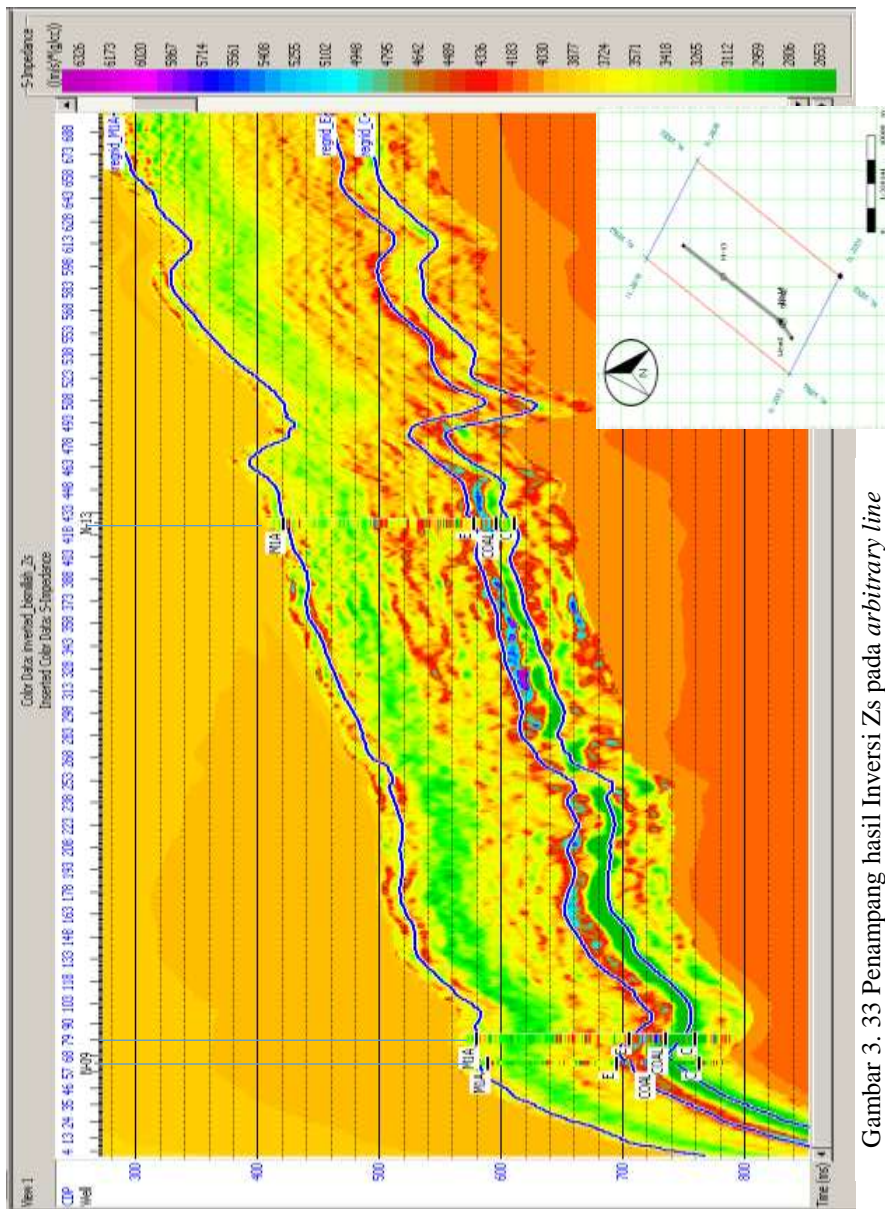
### 3.5.8 Inversi Simultan

Hasil inversi Simultan berupa Impedansi P ( $Z_p$ ) dan Impedansi S ( $Z_s$ ). Pada penelitian ini tidak dilakukan inversi pada model Densitas, dikarenakan sudut maksimum pada data angle gather kurang besar untuk melakukan inversi model densitas. Selain itu, hasil inversi model densitas tidak digunakan dalam melakukan transformasi parameter Lambda-Mu-Rho. Adapun parameter yang digunakan untuk inversi simultan sebagai berikut:

Window	: Top M1A (-20ms) – Top C (+50ms)
Seismik	: Angle Gahter
Log	: $V_p$ , $V_s$ , Densitas, $Z_p$ , $Z_s$
Pre-whitening value	: 3,0 %
Iterasi	: 60



Gambar 3. 32 Penampang hasil Inversi  $Z_p$  pada *arbitrary line*



Gambar 3. 33 Penampang hasil Inversi Zs pada *arbitrary line*

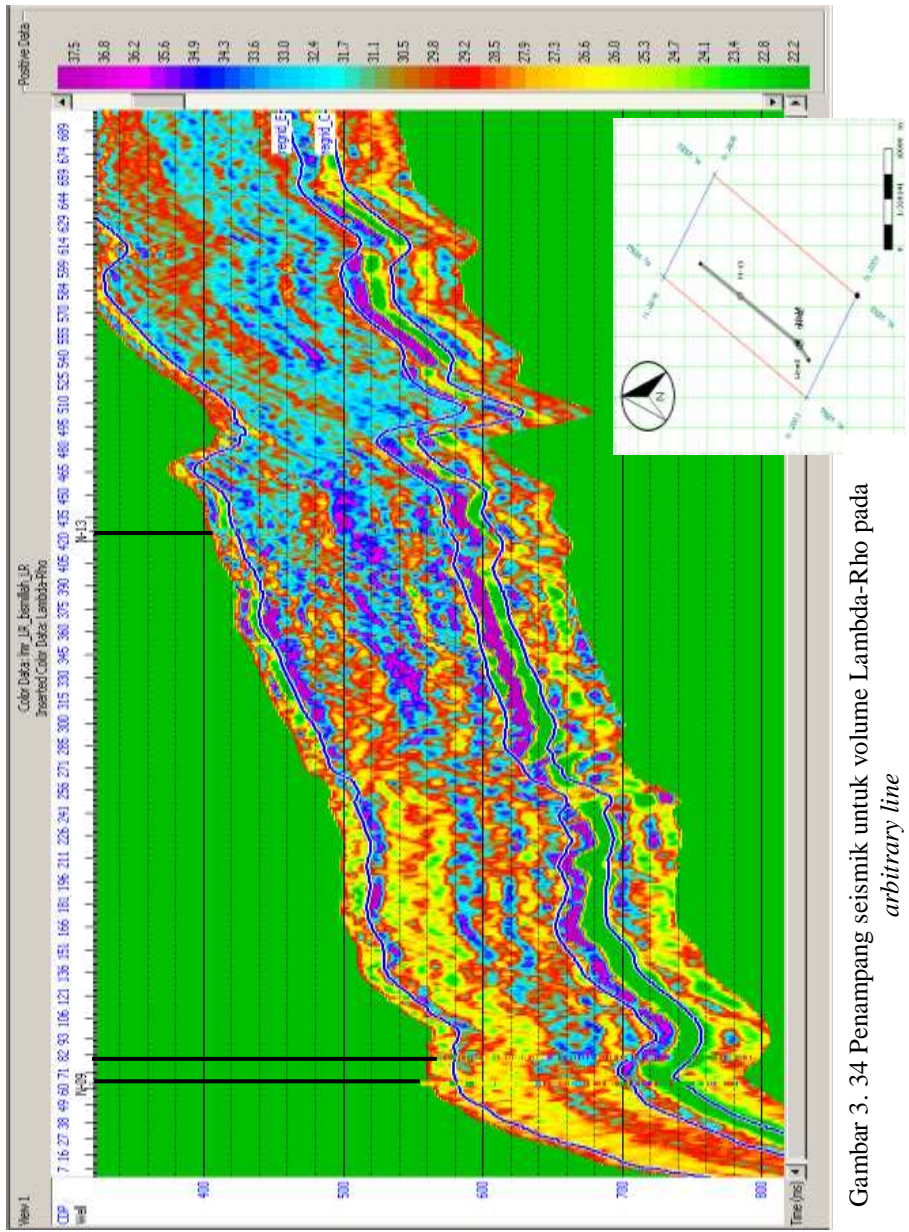
### 3.5.9 Transformasi LMR

Setelah didapatkan atribut inversi seismik simultan berupa Impedansi gelombang P ( $Z_p$ ) dan Impedansi gelombang S ( $Z_s$ ), dilakukan transformasi parameter berupa Lambda-Rho, Mu-Rho, dan Lambda over Mu.

Proses transformasi ini berdasarkan pada persamaan Lambda-Rho dan Mu-Rho pada persamaan (2.11) dan (2.12) yang memasukkan parameter  $Z_p$  dan  $Z_s$  sebagai input perhitungan. Parameter Lambda-Rho dan Mu-Rho didapatkan dengan menggunakan software HRS 10.02 yang telah menyediakan fungsi transformasinya. Setelah didapatkan parameter volume Lambda-Rho dan Mu-Rho hasil transformasi, dilakukan perhitungan volume Lambda/Mu dengan persamaan sebagai berikut:

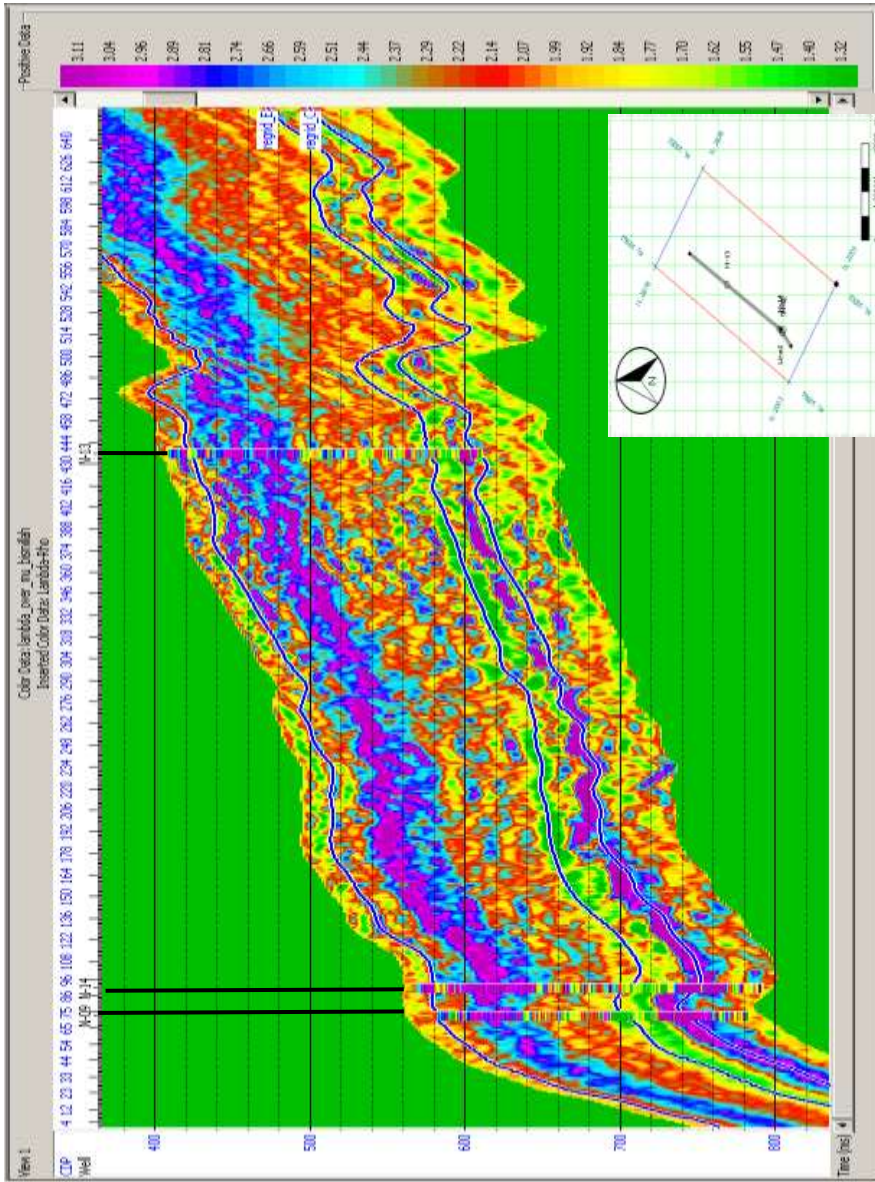
$$\frac{\lambda}{\mu} = \frac{\lambda\rho}{\mu\rho} = \frac{\text{Volume Lambda-Rho}}{\text{Volume Mu-Rho}} \quad (2.33)$$





Gambar 3. 34 Penampang seismik untuk volume Lambda-Rho pada *arbitrary line*





Gambar 3. 36 Penampang seismik untuk volume Lambda/Mu pada *arbitrary line*

*(Halaman ini sengaja dikosongkan)*



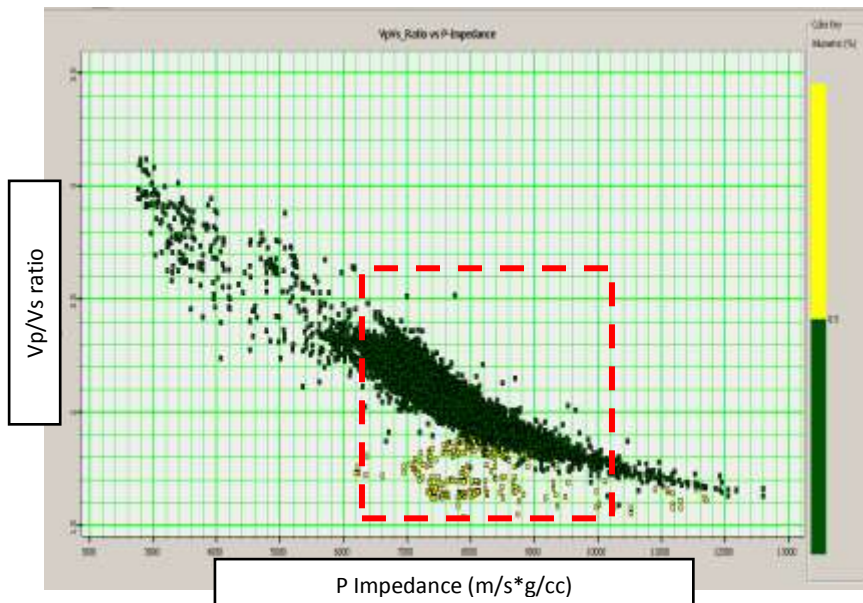
## BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

### 4.1 Hasil Analisa Sensitivitas

Analisa sensitivitas bertujuan untuk mengidentifikasi parameter fisis yang sensitif untuk memisahkan batuan yang mengandung fluida hidrokarbon dengan yang batuan non-hidrokarbon. Analisa Sensitivitas dilakukan dengan melakukan *crossplot* semua parameter fisis dalam skala dan template yang sama, sehingga didapatkan parameter sensitif yang digunakan sebagai referensi dalam pemetaan persebaran fluida hidrokarbon dalam skala seismik. Berdasarkan informasi geologi regional, lapangan “N” memiliki reservoir pada zona E, Formasi Tanjung yang sudah terbukti produksi pada beberapa sumur pada lapangan “N”. Fluida hidrokarbon yang terdapat pada zona E dapat diidentifikasi melalui log petrofisis berupa *net pay*. *Net pay* adalah interval zona yang memiliki fluida hidrokarbon produktif yang didapat dari hasil perhitungan berdasarkan nilai volume clay, saturasi efektif, porositas efektif. Pada dasarnya, zona hidrokarbon memiliki saturasi air yang rendah, porositas yang tinggi dan berada pada volume clay yang rendah. *Net pay* memiliki *range* 0 dan 1, *range* bernilai 0 untuk zona *non-pay* atau zona non-hidrokarbon dan *range* bernilai 1 untuk zona *pay* yakni zona hidrokarbon yang produktif. *Net pay* pada penelitian ini didapatkan dari analisa petrofisis *geologist* dan geofisikawan pada perusahaan.

Semua pembuatan *crossplot* pada penelitian ini dilakukan dengan input semua sumur N-09, N-13, N-14 pada satu *crossplot* dengan *range window* dari lapisan top M1A minus 20 ms sampai dengan top C plus 50ms. Hal ini dilakukan agar rentang *cut-off* akan sama pada semua sumur.

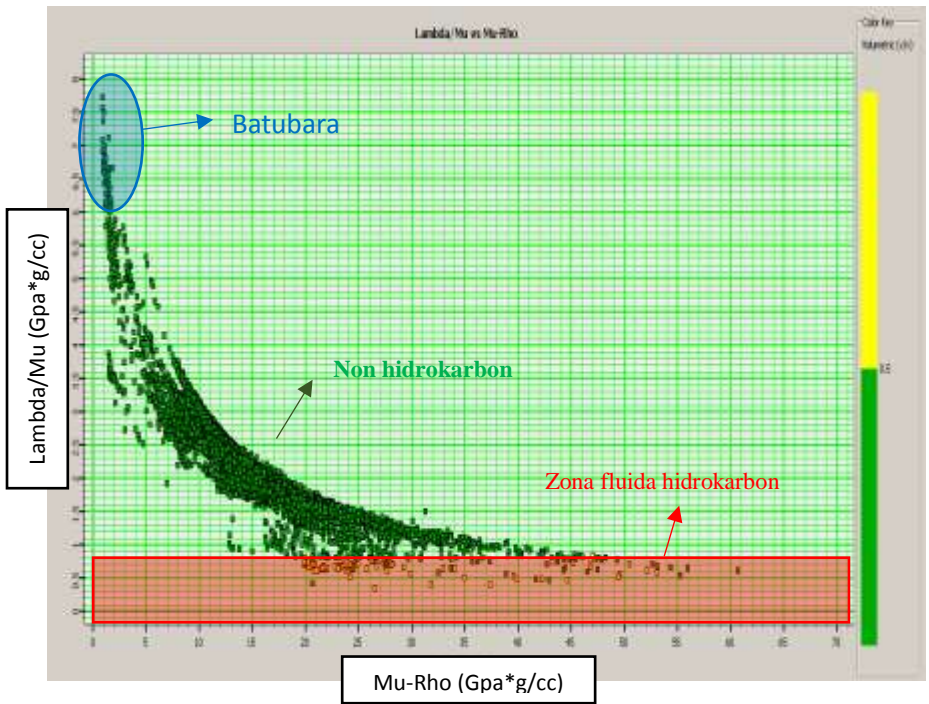
Langkah awal untuk analisa sensitivitas pada penelitian ini adalah melakukan *crossplot* parameter impedansi gelombang P atau yang biasa disebut impedansi akustik dengan parameter  $V_p/V_s$  ratio seperti pada gambar 4.1. Impedansi Geombang-P berada pada sumbu X, sedangkan parameter  $V_p/V_s$  ratio berada pada sumbu Y, dengan *colour key* pada *crossplot* ini adalah *net pay*, yakni warna kuning adalah zona *pay*, sedangkan warna hijau adalah zona *non-pay*. Dari *crossplot* tersebut terlihat bahwa nilai impedansi P tidak sensitif terhadap fluida hidrokarbon, yang ditandai dengan tidak mempunya parameter impedansi P memisahkan zona *pay* dengan *non pay*. Hal ini disebabkan oleh parameter impedansi akustik yang terbatas oleh fungsi kecepatan gelombang P ( $V_p$ ) dan densitas tidak dapat membedakan antara kehadiran fluida hidrokarbon dengan perubahan litologi. Oleh karena itu dibutuhkan parameter fisis lain yang sensitif untuk mengidentifikasi dan memisahkan zona hidrokarbon dengan non hidrokarbon, yakni parameter  $\lambda$ - $\mu$ - $\rho$ .



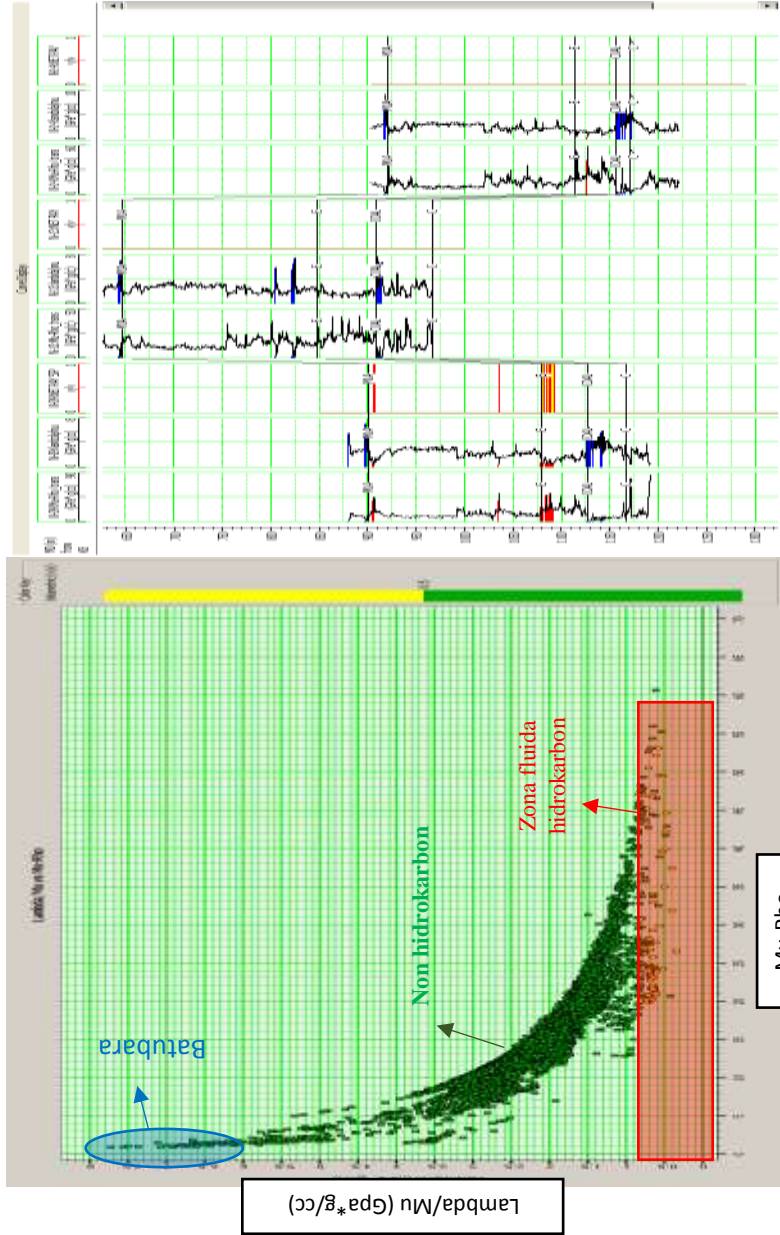
Gambar 4. 1 *Crossplot* AI (sumbu x) vs  $V_p/V_s$  (sumbu y) dalam *color key Net Pay* pada semua sumur

Setelah dilakukan transformasi parameter  $\lambda$ - $\mu$ - $\rho$ , dilakukankrossplot parameter  $\lambda/\mu$  (sumbu x) dengan  $\mu$ - $\rho$  (sumbu y) dengan *colour key* berupa *net pay* seperti gambar 4.2. Krossplot tersebut memperlihatkan parameter yang sensitif terhadap fluida hidrokarbon yakni parameter  $\lambda/\mu$ . Parameter  $\lambda/\mu$  dapat memisahkan zona hidrokarbon dengan non hidrokarbon, yakni *range* bernilai kurang dari 0,8 Gpa adalah zona fluida hidrokarbon, sedangkan *range* nilai diatas 0,8 Gpa adalah zona non hidrokarbon. Adapun harga  $\lambda/\mu$  tinggi yakni antara 6,5 – 8 Gpa merupakan zona batubara, yang terbukti pada *cross-section* hasil *crossplot*  $\lambda/\mu$  dengan  $\mu$ - $\rho$  pada gambar 4.3 menunjukkan bahwa lapisan batubara yang memiliki nilai densitas dan gamma ray yang sangat rendah dan berada dekat dengan lapisan E pada lapangan ini dapat dibedakan oleh parameter  $\lambda/\mu$ , yang tidak dapat dilakukan oleh parameter impedansi akustik.

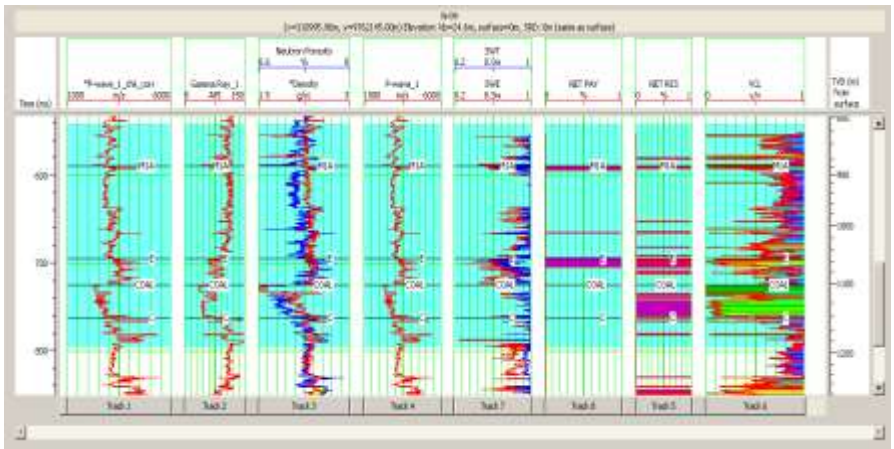
Hasil *cross-section* krossplot  $\lambda/\mu$  dengan  $\mu$ - $\rho$  pada gambar 4.3, diketahui bahwa zona *net pay* atau zona hidrokarbon hanya terdapat pada sumur N-09 di lapisan E dan M1A, Hal ini sesuai dengan log *net pay* pada setiap sumur, yakni kehadiran *net pay* yang bernilai 1 hanya terdapat pada sumur N-09, tepatnya pada lapisan E dan M1A.



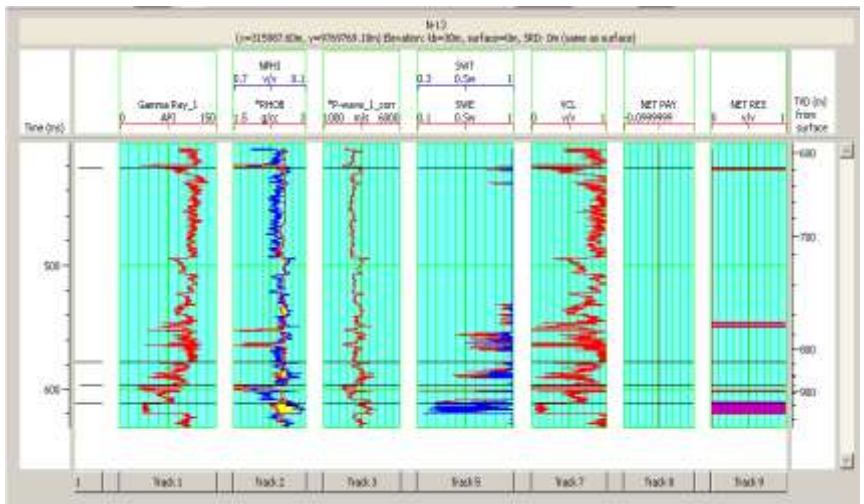
Gambar 4. 2 *Crossplot* Mu-Rho vs Lambda/Mu dalam *color key Net Pay* pada semua sumur. Zona merah: fluida hidrokarbon, zona biru: batubara.



Gambar 4. 3 Hasil *Cross-section* pada *crossplot*  $\lambda/\mu$  vs  $\mu$ -rho pada semua sumur. Warna merah menunjukkan zona *cut-off net pay*, zona biru menunjukkan batubara.

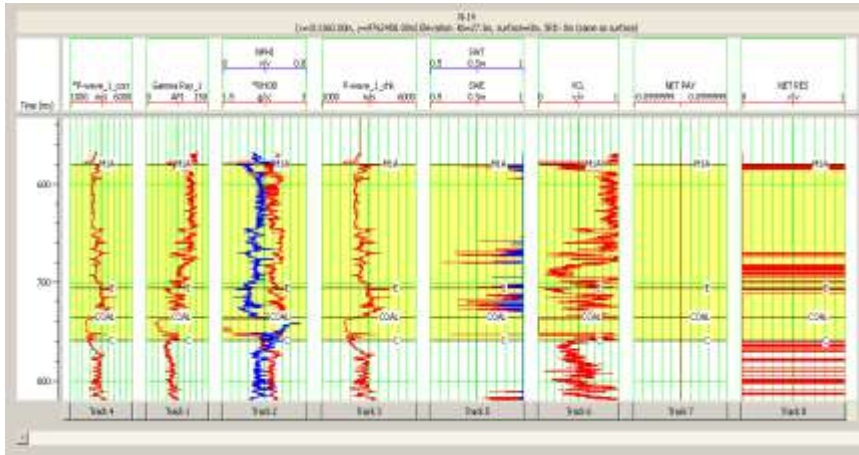


Gambar 4. 4 Log pada sumur N-09 yang menunjukkan ada *pay zone* pada log *net pay* di lapisan M1A dan E.



Gambar 4. 5 Log pada sumur N-13 yang menunjukkan tidak adanya zona *pay* pada log *net pay*



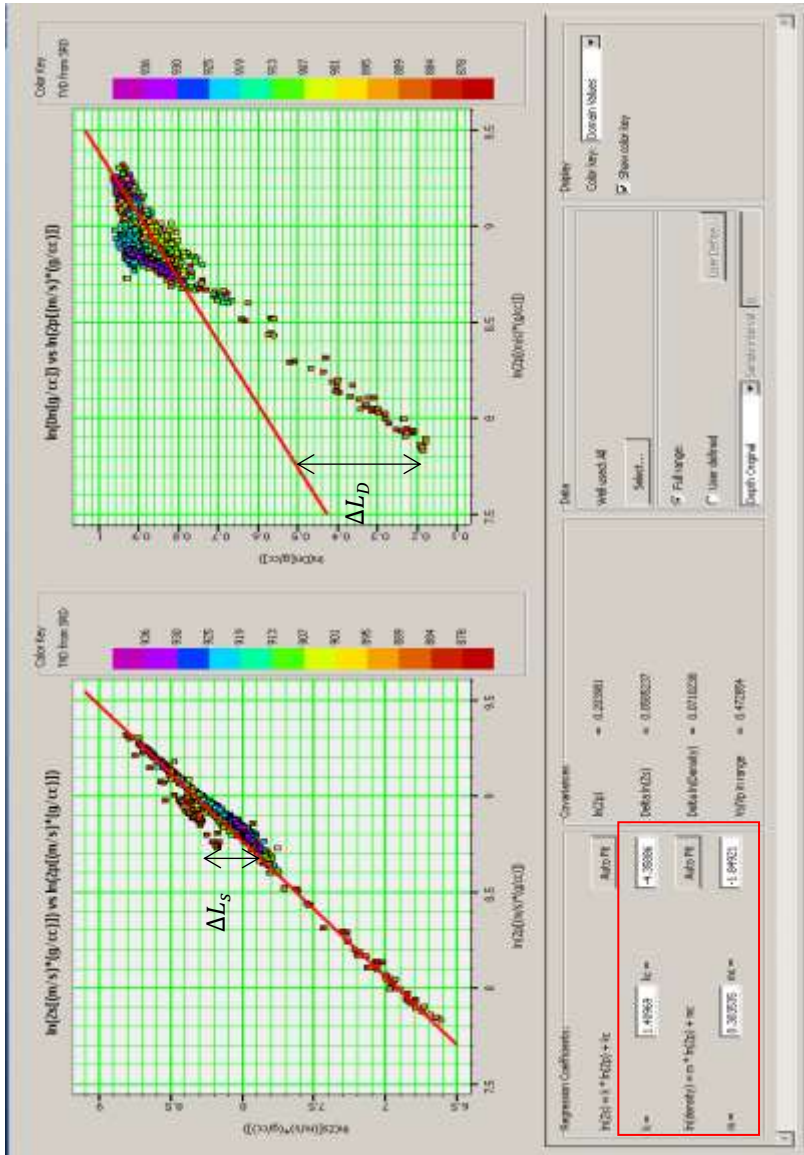


Gambar 4. 6 Log pada sumur N-14 yang menunjukkan tidak adanya zona *pay* pada log *net pay*

## 4.2 Hasil Analisa Pre-Inversi

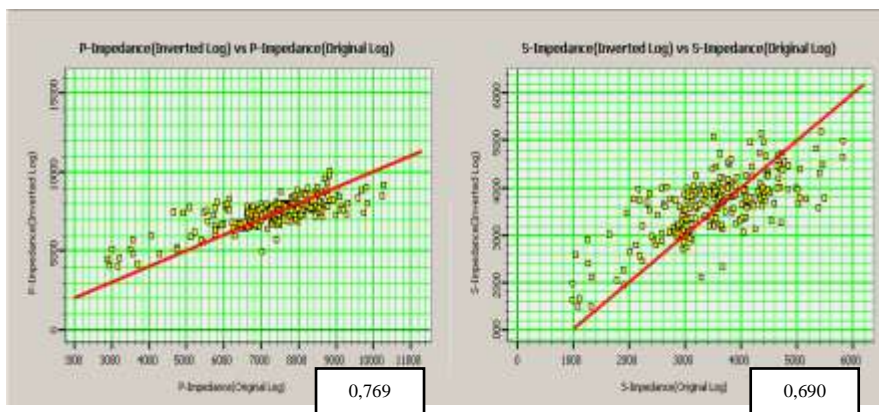
Analisa Pre-Inversi pada inversi simultan berfungsi sebagai penentuan nilai koefisien  $k$ ,  $kc$ ,  $m$  dan  $mc$  sekaligus sebagai *quality control* untuk hasil inversi simultan. Koefisien  $k$ ,  $kc$ ,  $m$  dan  $mc$  sangat mempengaruhi kualitas hasil inversi simultan karena digunakan untuk input pada algoritma persamaan inversi simultan. Koefisien tersebut didapatkan dari regresi hasil *crossplot*  $\ln Z_s$  (sumbu y) dengan  $\ln Z_p$  (sumbu x) dan  $\ln Z_p$  (sumbu x) dengan  $\ln D_n$  (sumbu y).

Inversi *pre-stack* merupakan inversi yang juga bersifat *non-unique*, yang berarti hasil inversi *pre-stack* dapat menciptakan jawaban geologi yang bervariasi terhadap data seismik. Untuk mengurangi sifat *non-unique* ini dilakukan *crossplot* untuk memperlihatkan trend data untuk variabel  $Z_p$ ,  $Z_s$  dan densitas. Pada gambar 4.7 memperlihatkan *crossplot*  $\ln Z_s$  (sumbu y) dengan  $\ln Z_p$  (sumbu x) dan  $\ln Z_p$  (sumbu x) dengan  $\ln D_n$  (sumbu y). Pada analisa regresi ini, kehadiran fluida hidrokarbon diasumsikan dengan anomali pada trend garis regresi. Dengan kata lain regresi trend pada *crossplot* diartikan sebagai zona non-hidrokarbon. Dari gambar 4.7 anomali hidrokarbon diperlihatkan pada deviasi dari trend garis regresi berupa  $\Delta L_S$  dan  $\Delta L_D$ . Dari analisa regresi tersebut didapatkan nilai  $k$  sebesar 1,40969,  $m=0,3035$ ,  $kc=-4,35806$ ,  $mc=-1,84921$  dan  $\Delta L_S = 0,0585$  dan  $\Delta L_D = 0,071$ .



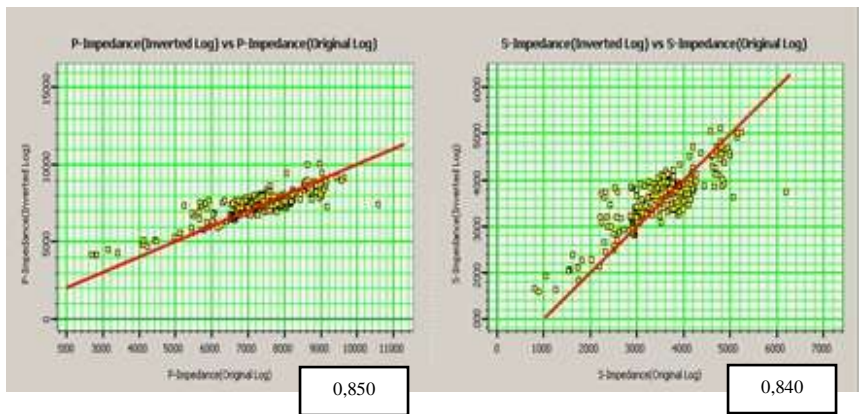
Gambar 4. 7 Analisa pre-inversi yang mengurangi sifat non-unique pada inversi

Setelah dilakukan penentuan trend regresi, dilakukan *pre-whitening value* untuk didapatkan korelasi angle trace hasil inversi dengan angle trace seismik dan korelasi log hasil inversi dengan log asli yang baik. *Pre-whitening value* pada dasarnya adalah penambahan *noise* pada amplitude spectrum dari data seismik, dan berfungsi untuk mengontrol sensitivitas dari proses dekonvolusi *wavelet*. Secara *default*, nilai *pre-whitening* yang dimasukkan ke parameter pre-inversi sebesar 1%. Hasil korelasi angle trace hasil inversi dengan angle trace seismik asli setelah dilakukan input nilai *pre-whitening* sebesar 1 % untuk N-09, N-13, dan N-14 masing-masing adalah 0,856, 0,921, dan 0,884. Namun untuk korelasi log hasil inversi dengan log asli pada semua sumur adalah 0,769 untuk korelasi log impedansi P dan 0,690 untuk korelasi log impedansi S. Setelah dilakukan *trial and error* pada input nilai *pre-whitening*, dimasukkan nilai *pre-whitening* sebesar 3,0% sehingga didapatkan korelasi angle trace hasil inversi dengan angle trace seismik asli untuk N-09, N-13, dan N-14 masing-masing 0,821, 0,881, dan 0,848, dengan korelasi log hasil inversi dengan log asli pada semua sumur adalah 0,850 untuk korelasi log impedansi P dan 0,840 untuk korelasi log impedansi S. Perbedaan nilai korelasi angle trace ditunjukkan setelah dilakukan input *pre-whitening value* yang berbeda, dengan didapatkan penurunan nilai korelasi angle trace inversi setelah nilai *pre-whitening* dinaikkan hingga 3%, namun sebaliknya, dengan kenaikan nilai *pre-whitening* korelasi log inversi dengan log asli meningkat. Pada penelitian ini digunakan nilai *pre-whitening* 3% karena nilai tersebut didapatkan nilai korelasi yang ideal setelah dilakukan *trial and error* untuk parameter *pre-whitening value*.

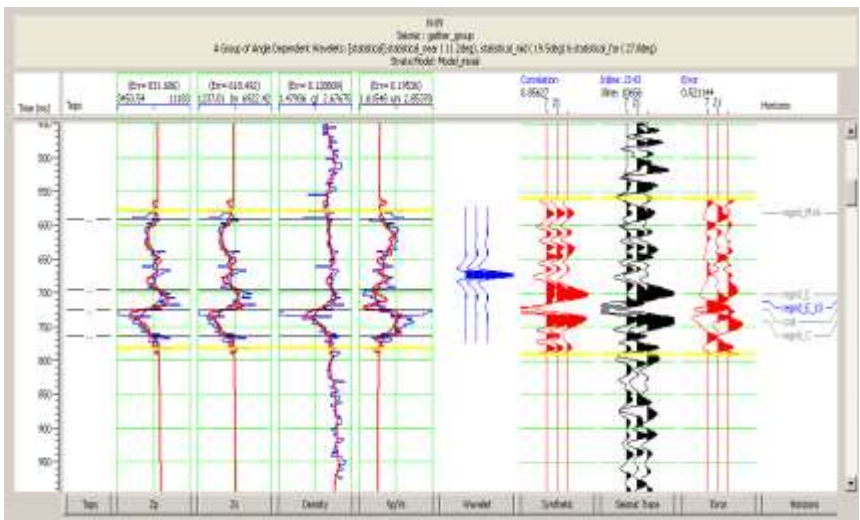


Gambar 4. 8 Korelasi Log hasil Inversi dengan log asli pada semua sumur untuk *pre-whitening value* sebesar 1%

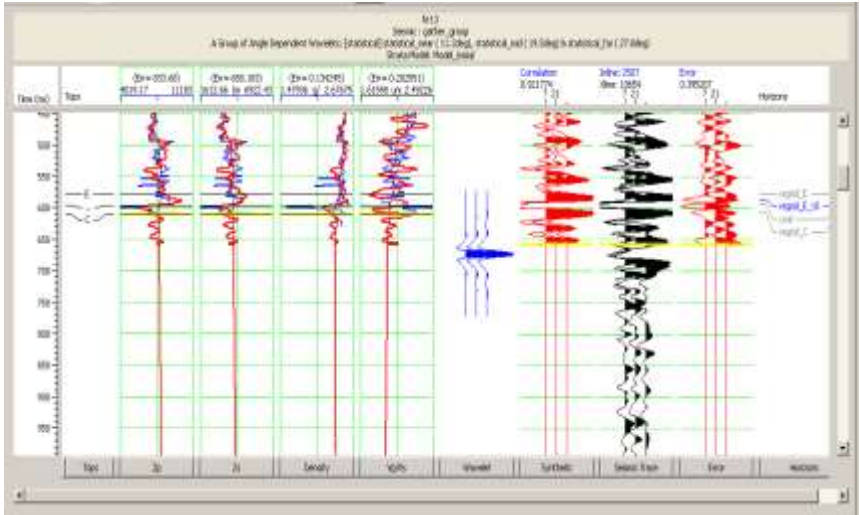




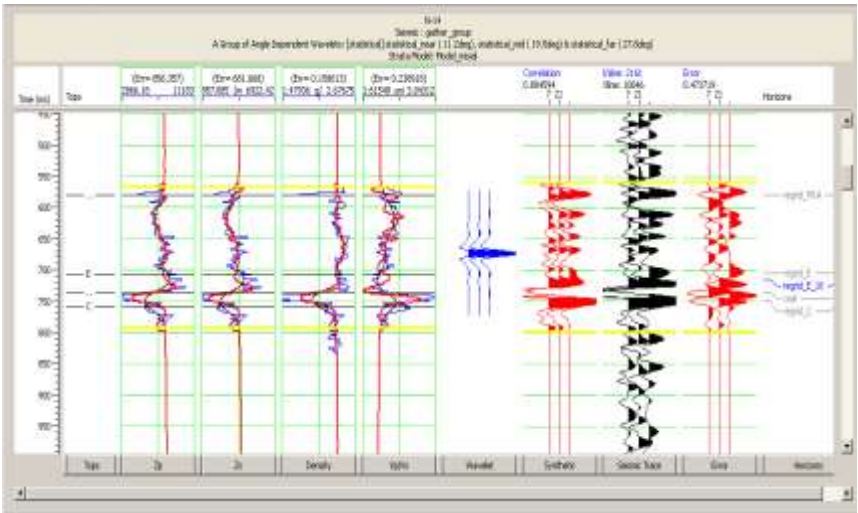
Gambar 4. 9 Korelasi Log hasil Inversi dengan log asli pada semua sumur untuk *pre-whitening value* sebesar 3%



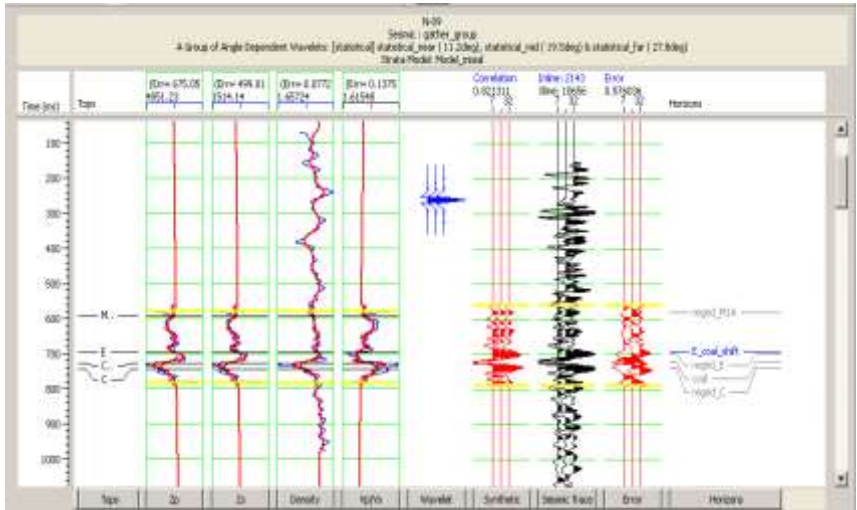
Gambar 4. 10 Hasil Analisa pre-inversi simultan pada Sumur N-09 untuk *pre-whitening value* 1%



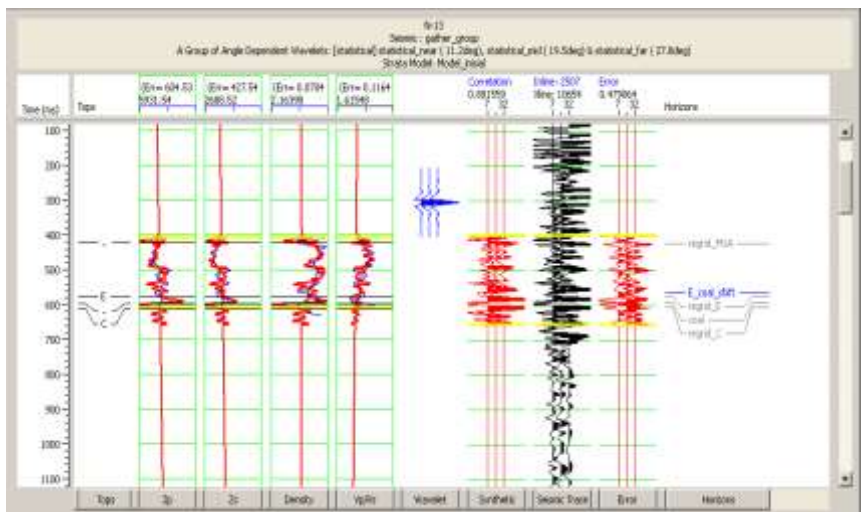
Gambar 4. 11 Hasil Analisa pre-inversi simultan pada Sumur N-13 untuk *pre-whitening value* 1%



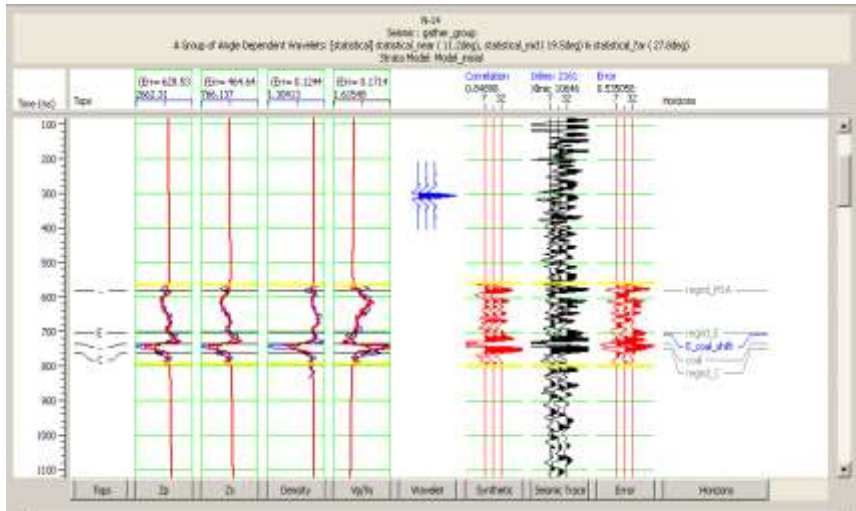
Gambar 4. 12 Hasil Analisa pre-inversi simultan pada Sumur N-14 untuk *pre-whitening value* 1%



Gambar 4. 13 Hasil Analisa pre-inversi simultan pada Sumur N-09 untuk *pre-whitening value* 3%



Gambar 4. 14 Hasil Analisa pre-inversi simultan pada Sumur N-13 untuk *pre-whitening value* 3%

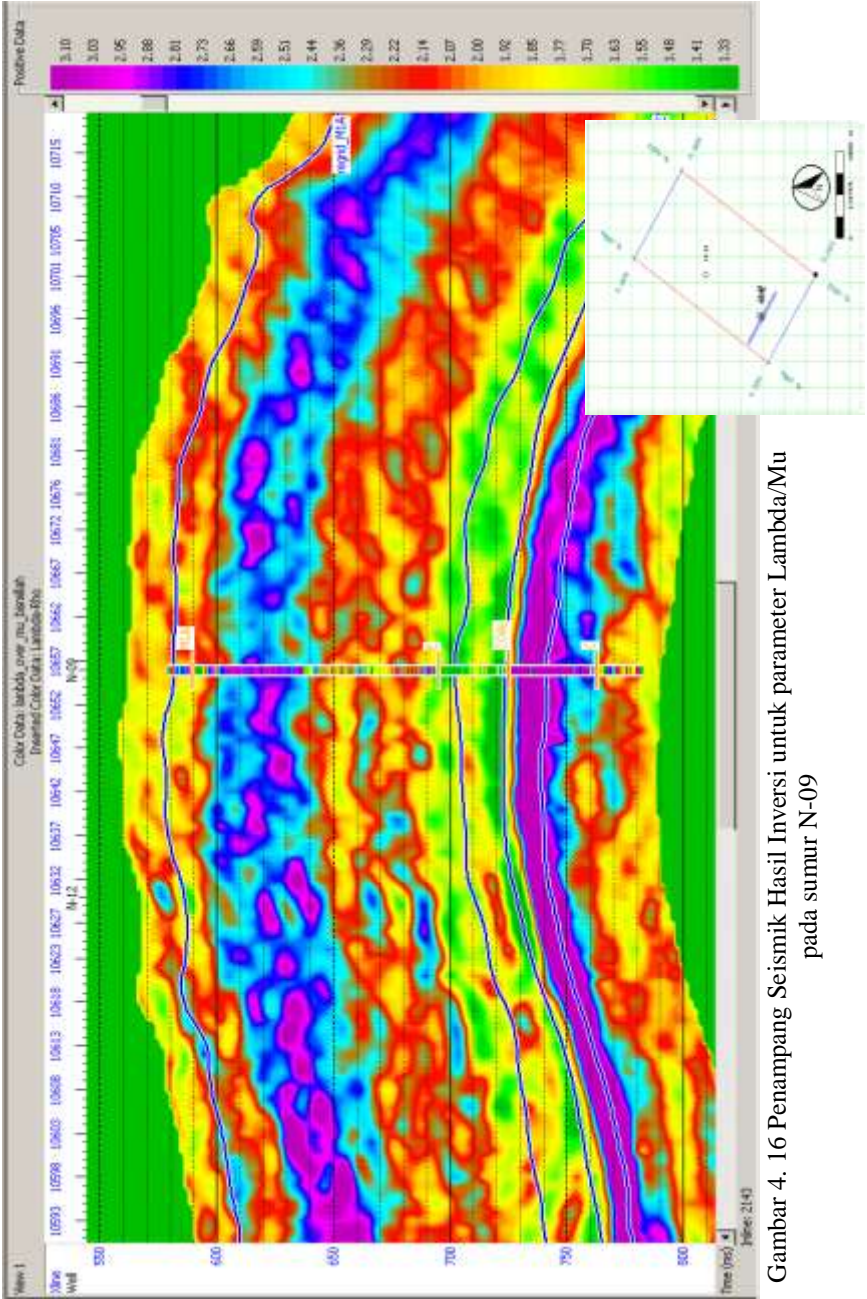


Gambar 4. 15 Hasil Analisa pre-inversi simultan pada Sumur N-14 untuk *pre-whitening value* 3%

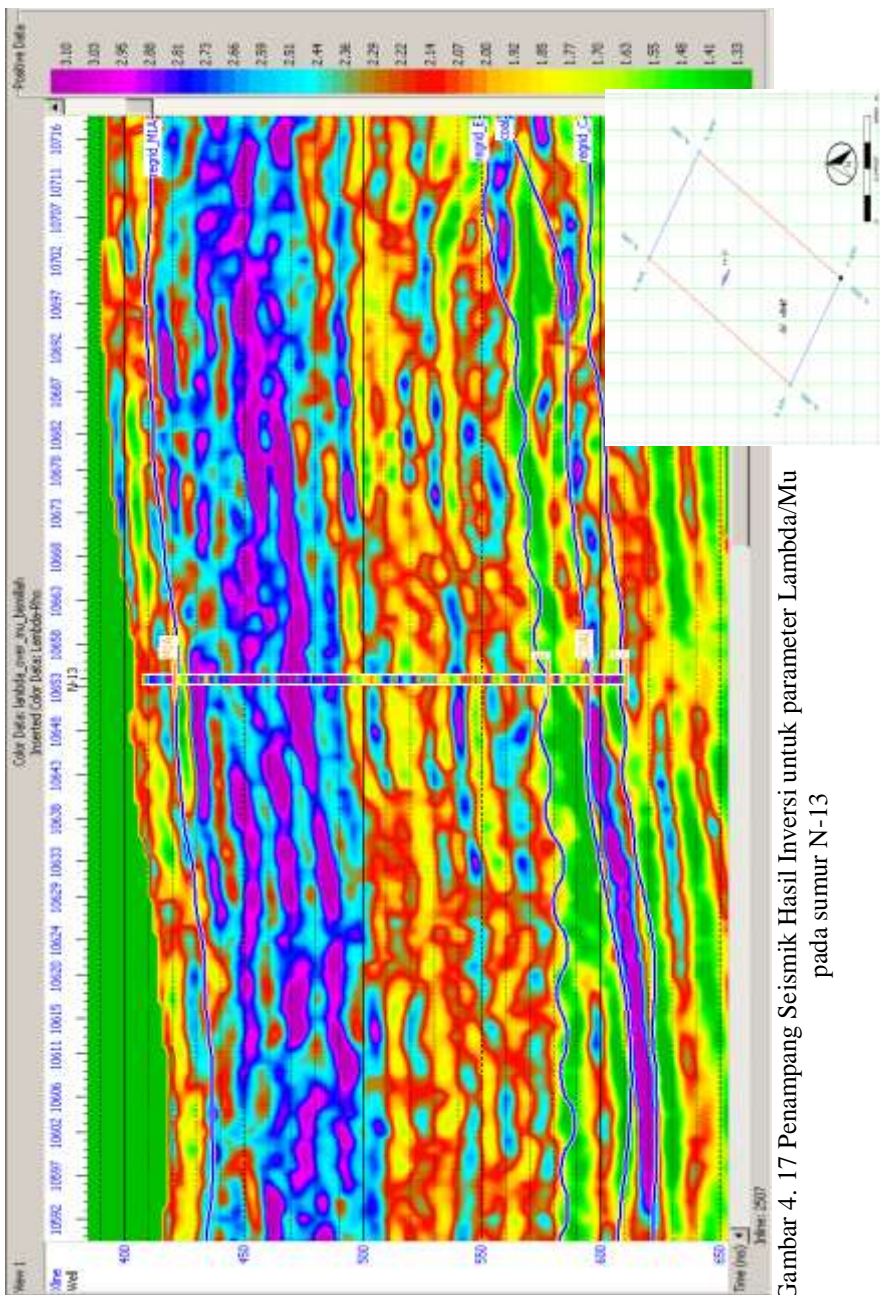
### 4.3 Analisa Hasil Inversi Simultan

Hasil inversi simultan dipengaruhi oleh faktor-faktor seperti koefisien  $k$ ,  $kc$ ,  $m$ ,  $c$ , *wavelet* yang digunakan, dan korelasi dari analisa pre-inversi. Setelah didapatkan faktor-faktor tersebut dengan hasil yang baik, dilakukan inversi simultan untuk volume pada zona target. Gambar 4.16, 4.17, dan 4.18 merupakan penampang seismik hasil inversi untuk parameter  $\lambda$  over  $\mu$  masing-masing pada sumur N-09, N-13 dan N-14. Pada penampang seismik hasil inversi ditampakkan  $\log \lambda/\mu$  untuk setiap sumur dengan *range* berdasarkan warna, sehingga dapat dilihat korelasi antara sumur dengan penampang seismik dengan parameter  $\lambda/\mu$  secara kualitatif. Terlihat kesesuaian *range* warna pada  $\log \lambda/\mu$  dengan seismik inversi parameter  $\lambda/\mu$ , yang menunjukkan keakuratan hasil inversi simultan. Ketiga gambar tersebut juga memperlihatkan lapisan batubara yang sangat jelas dan kontras dengan lapisan E, dengan rentang nilai  $\lambda/\mu$  yang tinggi yakni 3 Gpa.

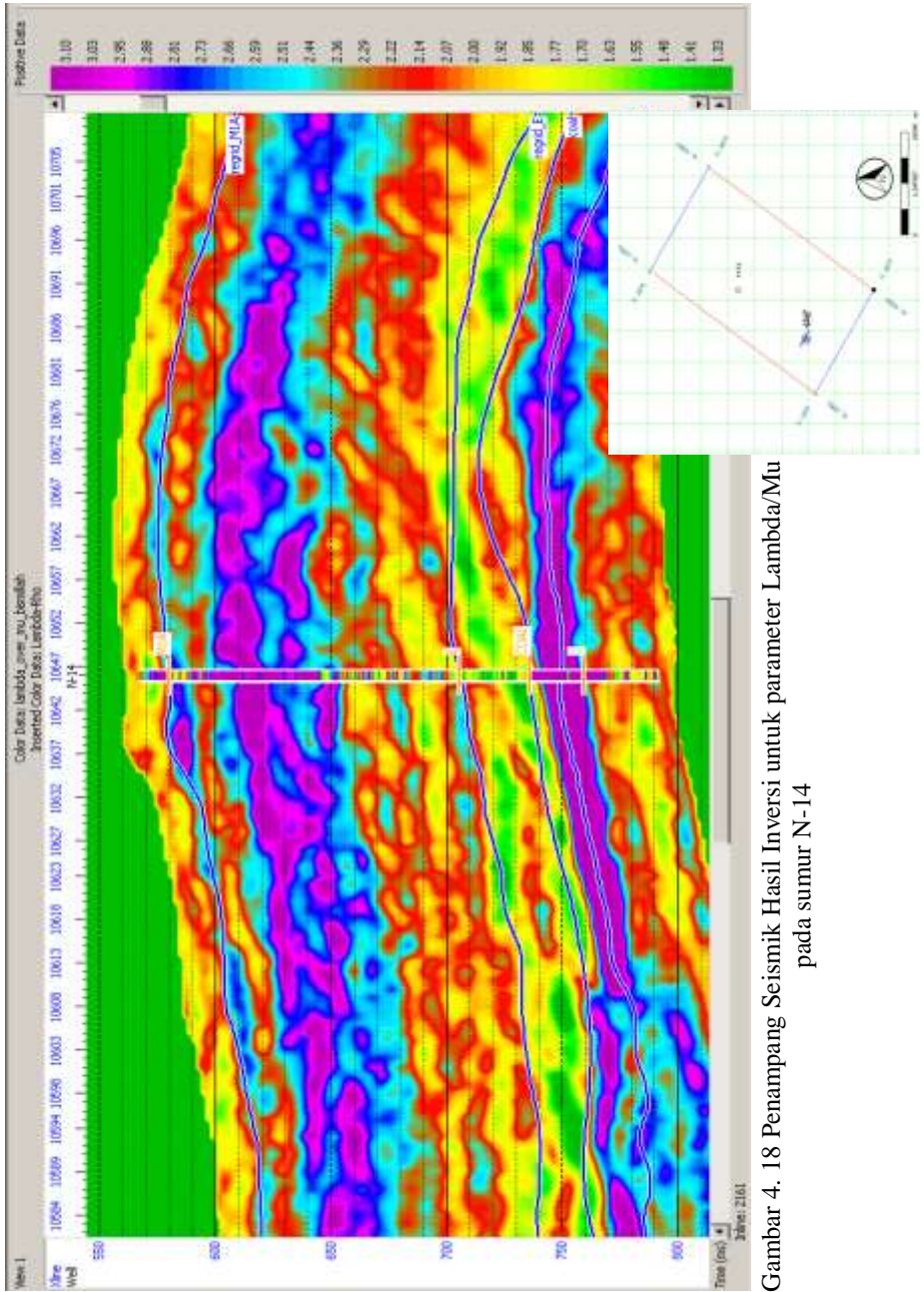




Gambar 4. 16 Penampang Seismik Hasil Inversi untuk parameter Lambda/Mu pada sumur N-09



Gambar 4. 17 Penampang Seismik Hasil Inversi untuk parameter Lambda/Mu pada sumur N-13

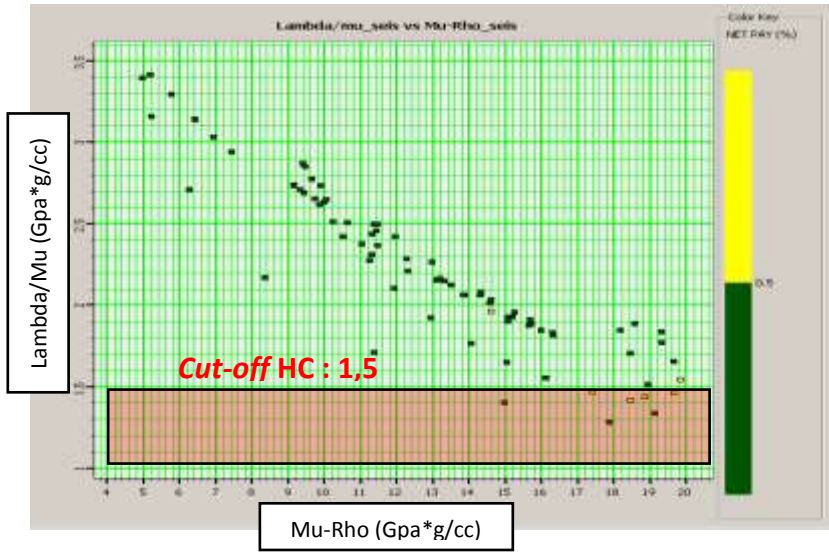


Gambar 4. 18 Penampang Seismik Hasil Inversi untuk parameter Lamda/Mu pada sumur N-14

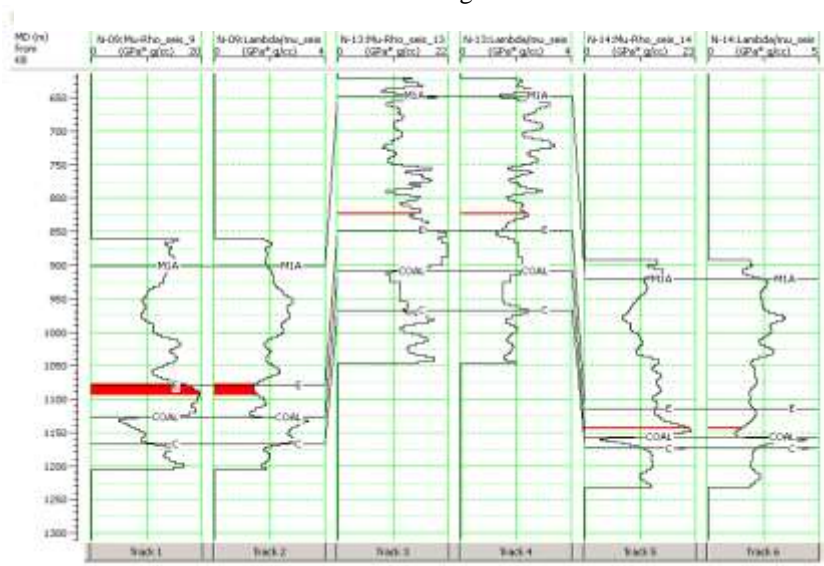


Setelah hasil inversi seperti pada gambar 4.16 hingga 4.18 diperoleh, langkah yang dilakukan berikutnya adalah melakukan *cut-off* zona hidrokarbon untuk mendapatkan peta persebaran yang lebih spesifik dan jelas. Pada penelitian ini, rentang nilai fluida hidrokarbon dapat diketahui melalui *crossplot*  $\lambda/\mu$  vs  $\mu$ -rho dengan nilai dibawah 0,8 Gpa. Namun rentang nilai *cut-off*  $\lambda/\mu$  yang diperoleh dari hasil *crossplot* log tidak dapat digunakan untuk menginterpretasi pola persebaran zona hidrokarbon, hal tersebut terjadi akibat adanya perbedaan resolusi seismik dengan log sehingga nilai  $\lambda/\mu$  pada hasil inversi berbeda dengan  $\lambda/\mu$  pada log. Oleh karena itu, dilakukan *export trace* seismik  $\lambda/\mu$  dan  $\mu$ -rho hasil inversi menjadi log, yang kemudian dilakukan *crossplot* hasil *export* kedua *trace* tersebut untuk didapatkan *range cut-off* yang sesuai. Faktor penting untuk melakukan *Export trace* seismik hasil inversi tersebut adalah harus dilakukan pada *trace* yang berada tepat pada posisi masing-masing sumur, dengan kata lain *export trace* dilakukan di *inline* dan *crossline* tepat pada sumur N-09, N-13 dan N-14, sehingga hasil *crossplot* *trace* seismik yang menjadi log secara fisis sesuai dengan hasil *crossplot* pada log dari sumur. Setelah dilakukan *crossplot* parameter  $\lambda/\mu$  (sumbu y) dengan  $\mu$ -rho (sumbu x) hasil *export trace* untuk setiap sumur, didapatkan *cut-off* dengan rentang nilai dibawah 1,5 Gpa untuk *range* zona hidrokarbon seperti pada gambar 4.19. Setelah dilakukan zonasi rentang nilai *cut-off* pada *crossplot* tersebut, didapatkan *cross-section* yang diperlihatkan pada gambar 4.20. *Cross-section* zona *cut-off* pada *crossplot* hasil *export trace* menunjukkan kesesuaian dengan *cross-section* zona *cut off* pada *crossplot* antar log sumur, yakni keterdapatannya zona *pay* pada lapisan E sumur N-09 dan tidak adanya zona *pay* pada sumur N-13 dan N-14. Namun, pada *cross-section crossplot* hasil *export trace* ini tidak menunjukkan adanya zona *pay* pada lapisan M1A. Hal ini disebabkan ketebalan sand di zona hidrokarbon pada lapisan M1A tidak terlihat pada resolusi seismik sehingga pada penelitian ini tidak dibuat peta persebaran zona M1A. Hasil *cut-off* zona hidrokarbon untuk parameter  $\lambda/\mu$  ditunjukkan pada gambar 4.21, yang memiliki persebaran secara lateral di horizon E.

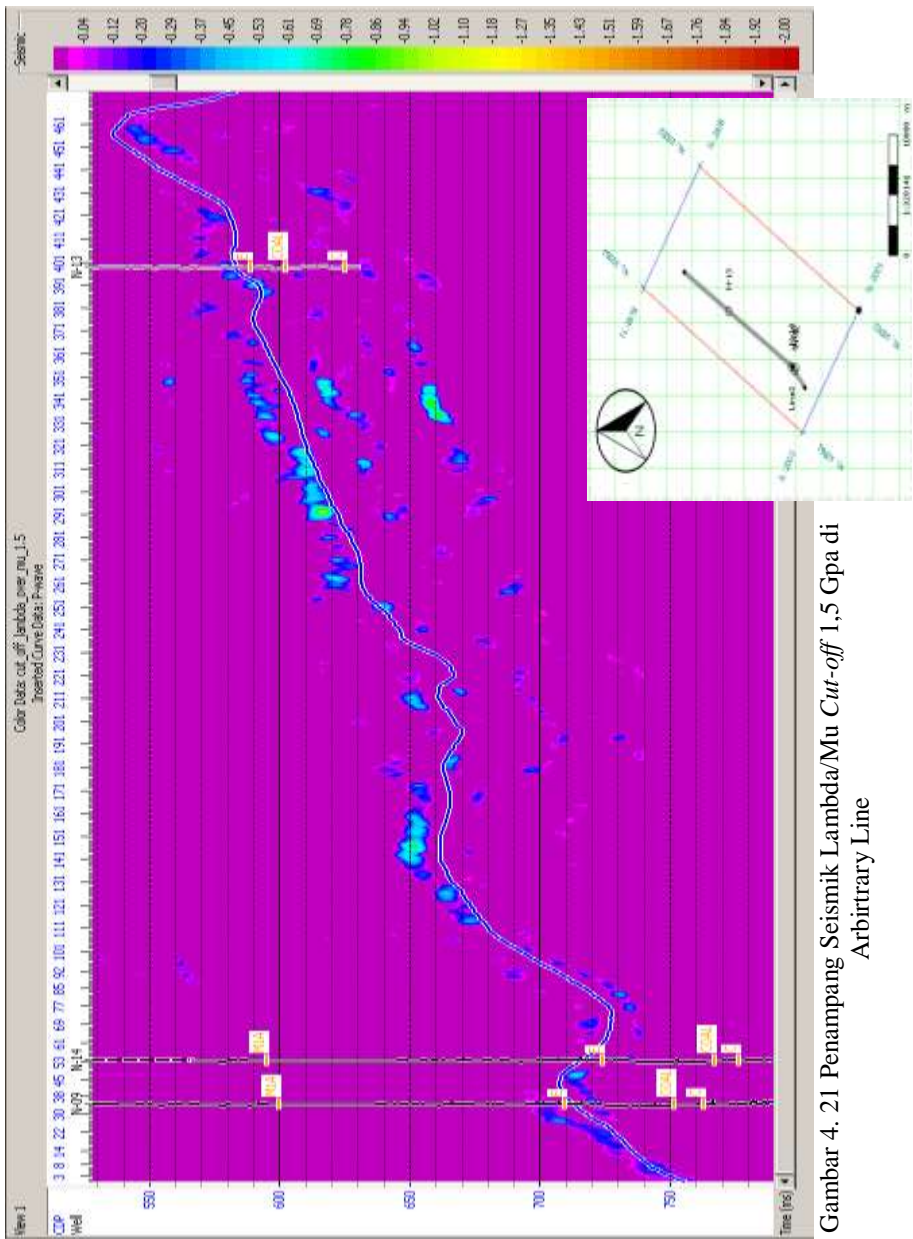




Gambar 4. 19 Hasil *crossplot* lambda/mu (sumbu y) dan mu-rho (sumbu x) hasil export trace seismik lambda/mu dan mu-rho hasil inversi menjadi kurva log.



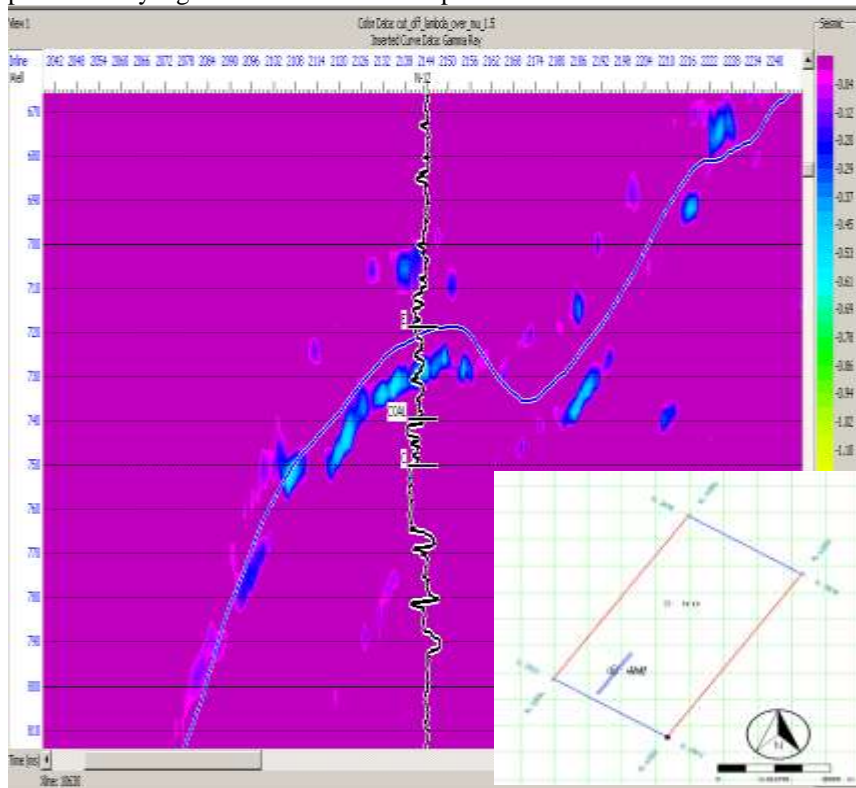
Gambar 4. 20 *Cross-section* zona *cut-off* pada *crossplot* hasil export trace



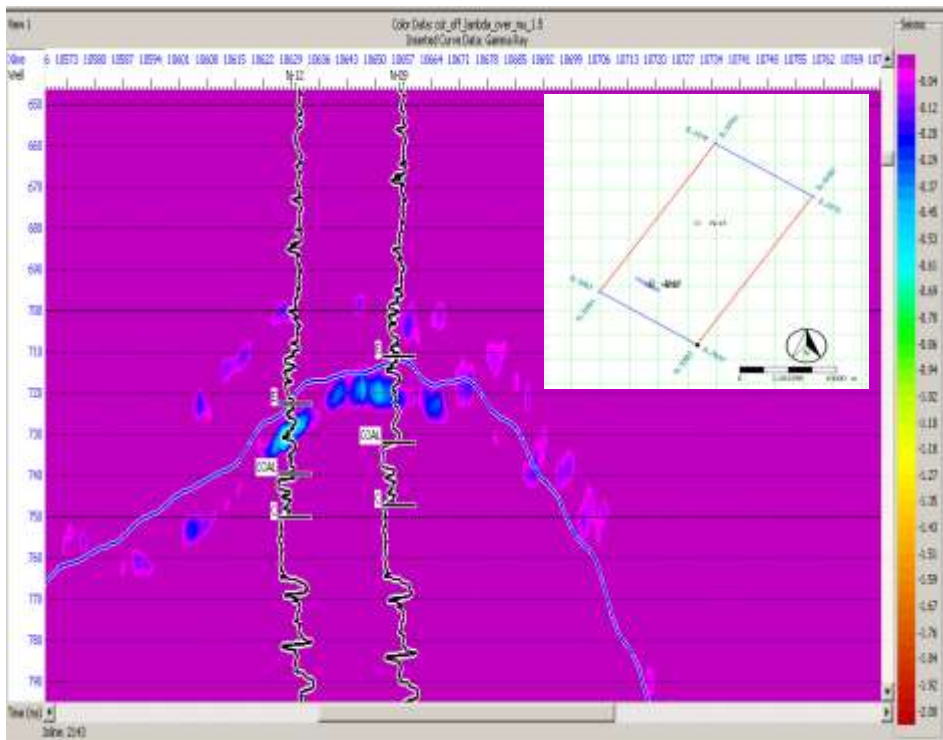
Gambar 4. 21 Penampang Seismik Lambda/Mu Cut-off 1,5 Gpa di Arbitrary Line

#### 4.4 Blind Test

*Blind test* adalah tes hasil inversi simultan pada sumur yang tidak dilakukan/dilibatkan dalam proses inversi simultan. *Blind test* bertujuan untuk menegaskan apakah hasil inversi simultan yang dilakukan pada sumur N-09, N-13 dan N-14 juga bekerja dengan baik untuk memprediksi kandungan fluida pada sumur yang tidak dilakukan/dilibatkan dalam proses inversi simultan, yaitu memakai sumur N-12 seperti yang terlihat pada gambar 4.22 dan 4.23. Sumur N-12 adalah sumur yang terbukti berproduksi pada lapisan E. Pada gambar 4.22 dan 4.23 terlihat bahwa hasil inversi simultan bekerja dengan baik pada sumur yang tidak dilibatkan dalam proses inversi simultan.



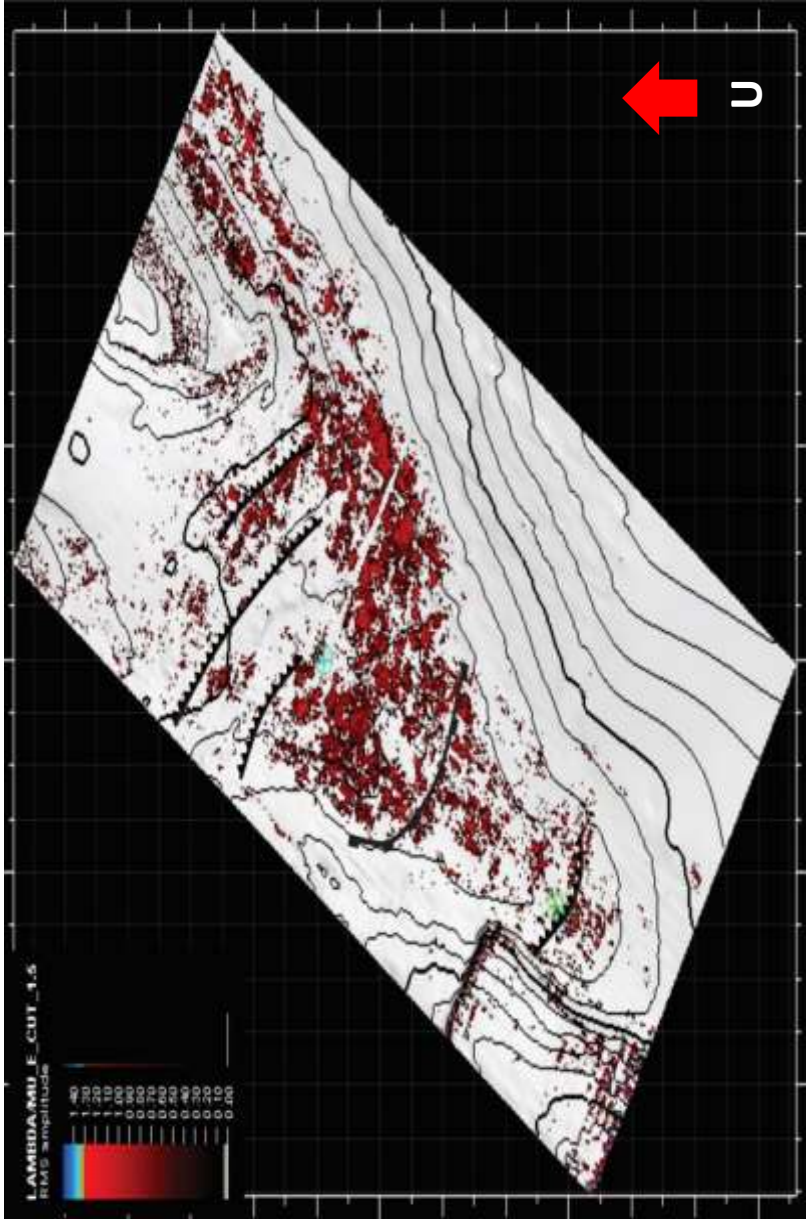
Gambar 4. 22 Penampang Seismik Lambda/Mu *Cut Off* 1,5 Gpa di N-12 pada *crossline* dengan kurva gamma ray



Gambar 4. 23 Penampang Seismik Lambda/Mu *Cut Off* 1,5 Gpa di N-12 pada *Inline* dengan kurva gamma ray

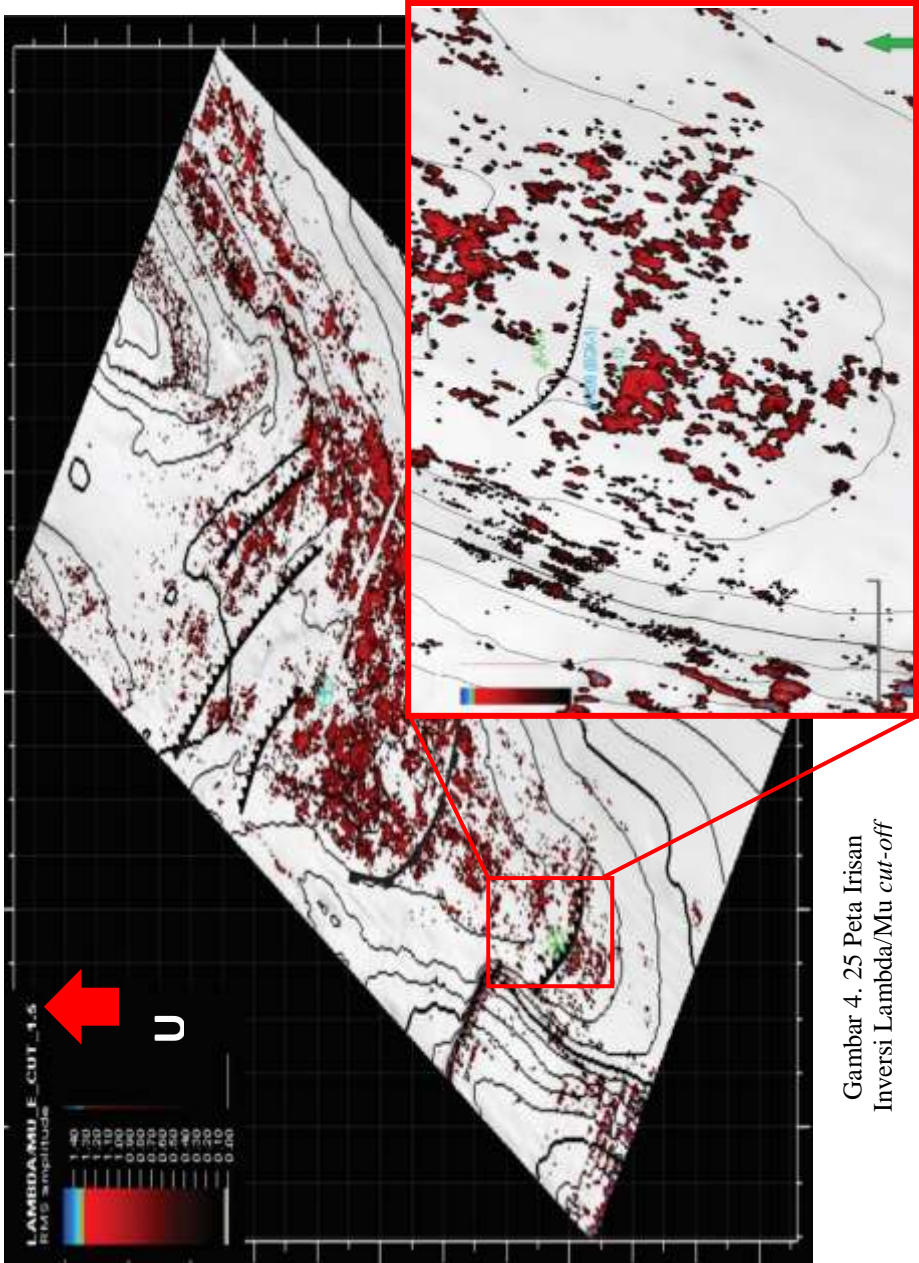
#### 4.5 Peta Persebaran Hidrokarbon

Peta persebaran hidrokarbon dibentuk dengan melakukan *horizon slicing*. *Horizon slicing* adalah peta irisan yang diperoleh dari permodelan hasil inversi berdasarkan horizon. Peta persebaran hidrokarbon pada penelitian ini menggunakan horizon E, dengan menggunakan *time window* 5ms diatas dan 5 ms dibawah horizon. Volume yang digunakan untuk *horizon slicing* adalah volume seismik hasil inversi lambda/mu yang telah di *cut-off* dengan *range* 1,5 Gpa.

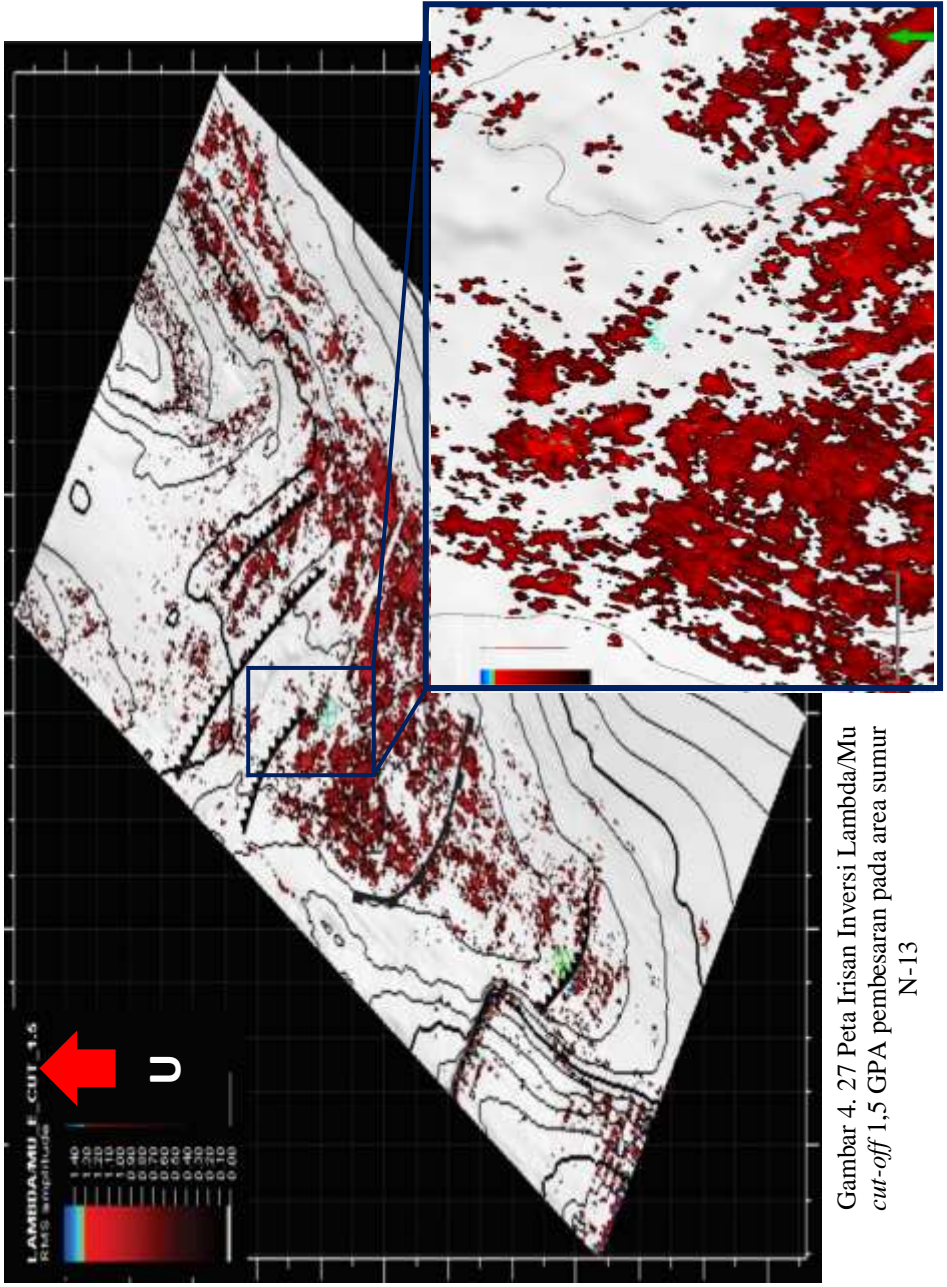


Gambar 4. 24 Peta Irisan Inversi Lambda/Mu *cut-off* 1,5 GPA





Gambar 4. 25 Peta Irisan  
Inversi Lambda/Mu *cut-off*

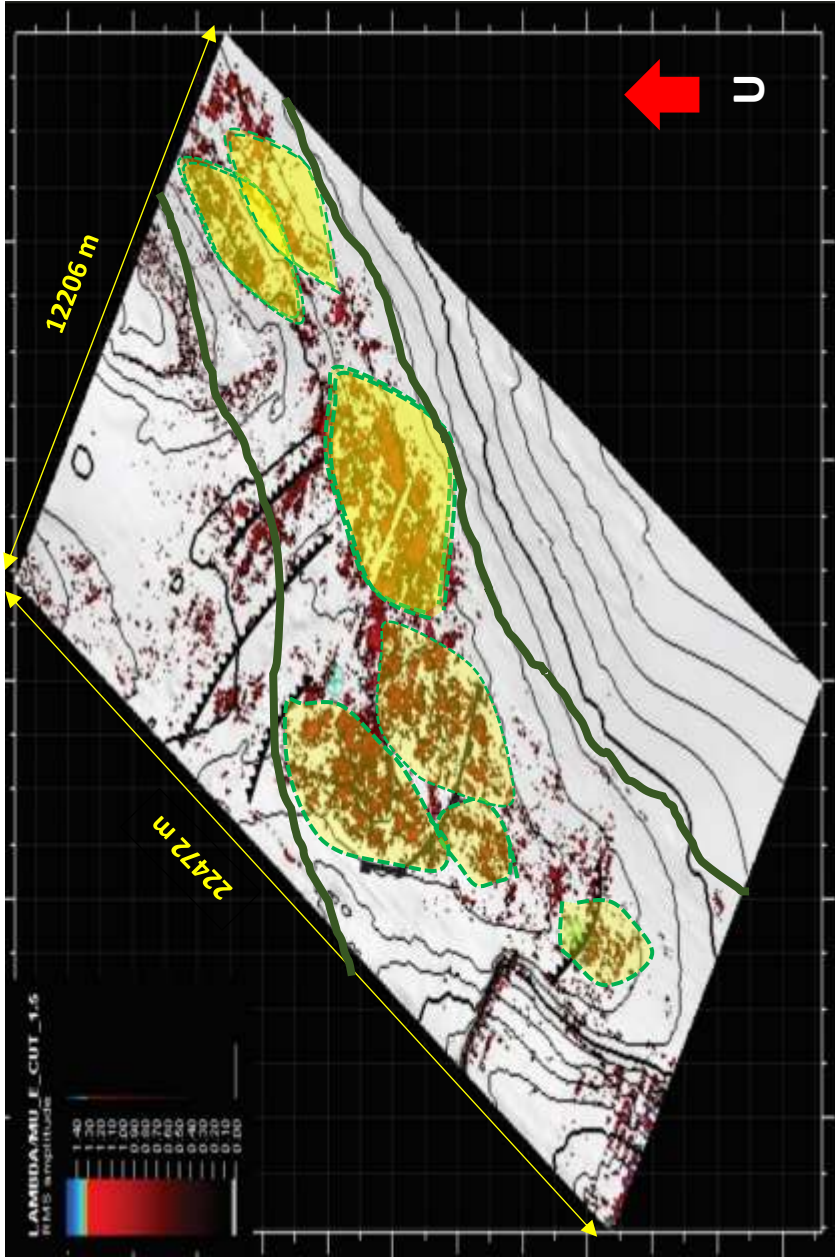


Gambar 4. 27 Peta Irisan Inversi Lambda/Mu  
*cut-off* 1,5 GPA pembesaran pada area sumur  
N-13

Berdasarkan peta irisan gambar 4.24, fluida hidrokarbon terdistribusi secara konsisten pada daerah penelitian. Persebaran fluida hidrokarbon secara jelas tersebar pada area sekitar sumur N-09 dan N-12 seperti pada gambar 4.25, namun pada area sekitar sumur N-14 dan N-13 tidak terdapat adanya fluida hidrokarbon. Hal ini sesuai dengan zona *pay* pada sumur yang pada dasarnya sumur N-14 dan N-13 tidak terdapat zona hidrokarbon untuk lapisan E. Tidak adanya persebaran fluida hidrokarbon pada area sekitar N-14 disebabkan oleh adanya patahan turun yang berada diantara sumur N-09 dan N-14.

Berdasarkan analisa elektrofasi yang dilakukan oleh job pertama (gambar 2.7) pada lapangan “N”, lapisan E berada pada unit sikuen 5, yang merupakan sikuen pengendapan orde 3. Unit sikuen 5 yang merupakan letak lapisan E di susun oleh serpih tebal dengan sisipan batupasir yang merupakan endapan di lingkungan transisi hingga lingkungan laut dangkal pada sistem pengendapan *estuarine* hingga *shelfal*. Lapisan batupasir yang masih dianggap dapat dikembangkan terdapat pada bagian tengah dari Sikuen 5 yang merupakan endapan *estuarine*. Lapisan E memiliki distribusi *sand bar* dengan *facies* batupasir dan *shale* yang memiliki ukuran butir sangat halus - sedang, dengan bentuk butir sangat halus. Dari data tersebut, lapisan E merupakan lapisan batu pasir yang terendapkan pada lingkungan pengendapan estuari dengan tipe *tide-dominated*, yang memiliki pola-pola *estuary bar* yang terbentuk pada daerah dekat permukaan laut. Pola-pola tersebut terlihat pada peta persebaran fluida hidrokarbon pada gambar 4.27 berikut.





Gambar 4. 29 Pola persebaran fluida hidrokarbon pada lapisan E

*(Halaman ini sengaja dikosongkan)*

## **BAB V**

### **KESIMPULAN DAN SARAN**

#### **5.1 Kesimpulan**

1. Parameter Impedansi Akustik tidak sensitif terhadap fluida hidrokarbon pada lapangan "N". Parameter sensitif yang dapat memisahkan fluida hidrokarbon adalah parameter  $\lambda/\mu$  dengan nilai *cut off* sebesar 1,5 GPA.
2. Inversi Simultan memberikan pendekatan yang baik untuk parameter impedansi-P dan Impedansi S, sehingga kualitas transformasi parameter  $\lambda$ - $\mu$ - $\rho$  baik. Hal ini dibuktikan oleh korelasi angle trace hasil inversi dengan angle trace original yang memiliki korelasi diatas 0,8, Korelasi log hasil inversi dan log original juga memberikan nilai yang baik yaitu diatas 0,8
3. Persebaran nilai  $\lambda/\mu$  menunjukkan persebaran Hidrokarbon secara konsisten pada lapangan "N" khususnya pada zona E. Pada zona E dapat diidentifikasi adanya beberapa area yang berpotensi menjadi akumulasi fluida hidrokarbon yang baik. Pola persebaran fluida hidrokarbon adalah *estuary bar*. (gambar 4.27).

#### **5.2 Saran**

1. Perlunya kelengkapan data log yakni data log *Shear Wave* hasil pengukuran dan checkshot pada lapangan N sehingga mengurangi ambiguitas pada hasil inversi.
2. Perlunya studi *fault seal analysis* untuk melihat apakah *fault* yang berkembang pada daerah ini *sealed* atau tidak, khususnya pada zona C dan zona M1A.
3. Penggunaan data seismik *CDP gather* untuk inversi, agar meningkatkan kualitas hasil inversi.

*(Halaman ini sengaja dikosongkan)*

## DAFTAR PUSTAKA

- Afianto, M.A., Lestari, W., Syaifuddin, F. dan Marianto, F.D. (2016), "KARAKTERISASI RESERVOAR PADA LITOLOGI KARBONAT MENGGUNAKAN ANALISA INVERSI SIMULTAN DI LAPANGAN "MAF"", *Geosaintek*, Vol.2, hal. 3. <http://doi.org/http://dx.doi.org/10.12962/j25023659.v2i3.2111>.
- Avseth, P., Mavko, G. dan Mukerji, T. (2005), *Quantitative Seismic Interpretation*, Cambridge Univ Press, USA.
- Boggs, S. (2006), *Principles of Sedimentology and Stratigraphy. Fourth ed.*, Pearson Education, Inc, New Jersey.
- Bon, J., Fraser, T., Amris, W., Stewart, D., Abubakar, Z. dan Sostromihardjo, S. (1996), "A Review of the Exploration Potential of the Paleocene Lower Tanjung Formation in the South Barito Basin", *IPA*, Vol.1, hal. 62–70.
- Canning, A. (2000), *Introduction to AVO Theory*, Paradigm Geophysical, USA.
- Goodway, B., T. C. dan Downton, J. (1997), "Improved AVO fluid detection and lithology discrimination using Lamé petrophysical parameter; " $\lambda\rho$ ", " $\mu\rho$ ", and " $\lambda\mu$ " fluid stack, from P and S inversion", *SEG Technical Program Expanded Abstracts*, Vol.16, hal. 183 – 186.
- Gray, D. dan Andersen, E. (2001), *the application of AVO and inversion to the estimation of rock properties*, CSEG Recorder.
- Greenberg, M. dan Castagna, J.. (1992), "Shear Wave Estimation in Porous Rock: Theoretical Formulation, Preliminary Verification and Applications", *Geophysical Prospecting*, Vol.40, hal. 195–209.
- Job-Pertamina (2000), *Geology Findings Kambitin*.
- Kazainullah, F. (2007), *Studi Geologi dan Geofisika Untuk Karakterisasi Reservoir Karbonat Formasi Parigi dengan Metode Inversi Simultan (Studi Kasus: Lapangan "ADIL",Cekungan Jawa Barat Utara)*, Yogyakarta.
- Kristanto, J. (2011), *Analisa Inversi Seismik Simultan Untuk Memprediksi Penyebaran Gas Pada Reservoir Fanta Lapangan Maka Laut Utara*, Jakarta.
- Kusuma, I. dan Darin, T. (1989), "The Hydrocarbon Potential of the Lower Tanjung Formation, Barito Basin", *IPA Convention*, Vol.1, hal. 107–138.
- Lee, M.W. (2008), *Comparison of the Modified Biot-Gassmann Theory and the Kuster-Toksöz Theory in Predicting Elastic Velocities of Sediments*, Virginia.
- Maulana, T. (2016), *Quantitative Seismic Interpretation Using Rock Physics Templates - Case examples from the Zumba Field*, Norwegian University of Science and Technology.
- McCain, W.. (1990), *The Properties of Petroleum Fluids: Second Edition*, PennWell Books, PennWell Publishing Co., Tulsa, Oklahoma.

- Munadi, S. (2000), *Aspek Fisis Seismologi Eksplorasi*, Program Studi Geofisika Reservoir, Jurusan Fisika, FMIPA, Universitas Indonesia.
- Ostrander, W.. (1984), "Plane wave reflection coefficients for gas sands at non-normal angles of incidence", *Geophysics*, Vol.49, hal. 1637–1648.
- Rotinsulu, L. (1993), "The Hydrocarbon Generation and Trapping Mechanism within the Northern Part of Barito", *IPA*, Vol.1, hal. 607–634.
- Russel, B. (2007), *The Old and The New in Seismic Inversion*, Canadian Society of Exploration Geophysicist (CSEG) Distinguished Lecture, Calgary.
- Satyana, A.H. dan Silitonga, P.. (1994), "Tectonic Reversal in East Barito basin, South Kalimantan; Consideration of the type of inversion structures and petroleum system significance", *IPA Convention*, Vol.1, hal. 57–74.
- Schon, J.H. (2011), *Handbook of Petroleum Exploration and Production Volume 8 : Physical Properties of Rocks*, Elsevier.
- Simm, R. dan Bacon, M. (2014), *Seismic Amplitude : An interpreter's Handbook*, Cambridge Univ Press.
- Sukmono, S. (2001), *Interpretasi Seismik Refleksi*, Departemen Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung.
- Valentina, N. (2010), *Estimasi Kecepatan Gelombang Shear dan Aplikasinya untuk Fluid Replacement Modeling: Studi Kasus Lapangan "X,"* Jakarta.
- Witts, D., Hall, R., Nichols, G. dan Morley, R. (2011), "A New Depositional and provenance model for the Tanjung Formation, Barito Basin, SE Kalimantan, Indonesia", *Journal of Asian Earth Science*, Vol.56, hal. 77–104.
- Xu, S. dan White, R.. (1995), "A new Velocity Model For Clay-Sand Mixture", *Geophysical Prospecting*, Vol.43, hal. 91–118.
- Yoong A, A., Lubis A, L. dan Ghosh, D.P. (2007), "Application of Simultaneous Inversion Method to Predict the Lithology and Fluid Distribution in "X" Field, Malay Basin", *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, Vol.38, hal. 1.

## PROFIL PENULIS



Ahmad Syauqi lahir di Malang, 9 Maret 1996 dari pasangan Bapak Abdul Malik Kumar dan Ibu Chodidjah. Penulis merupakan anak kedua dari 2 bersaudara. Pendidikan formal penulis dimulai di MIN Malang 1 (2002-2006), kemudian melanjutkan sekolah di MtsN 1 Malang (2006-2008), kemudian SMAN 1 Malang (2011-2014), terakhir penulis melanjutkan pendidikan di Jurusan Teknik Geofisika, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya. Selama Menjadi mahasiswa di ITS, penulis aktif dalam kegiatan organisasi, diantaranya pernah menjadi staff departemen Riset dan Teknologi Himpunan Mahasiswa Geofisika Indonesia (HMGI) Wilayah IV periode 2016-2017 dan staff *Research and Development Department Society of Exploration Geophysicist ITS Student Chapter* (SEG ITS-SC) periode 2016/2017 dan Ketua Komunitas Penggiat Alam ZWAGERI Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika (HMTG) ITS periode 2015-2016. Penulis pernah aktif dalam kepanitian, yakni sebagai koordinator ITS International Geoscience Convention 2018. Penulis juga memiliki pengalaman melaksanakan tugas akhir di Pertamina Asset 5 Balikpapan. Jika ingin berdiskusi lebih jauh mengenai tugas akhir ini, dapat menghubungi email: [ahmadsyauqi13@gmail.com](mailto:ahmadsyauqi13@gmail.com)